Bilancio consolidato 2010

Enel

Enel
Bilancio consolidato
2010

Indice

Relazione sulla gestione

La struttura Enel | **6**
Organi sociali | **10**
Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder* | **12**
Sintesi dei risultati | **18**
Fatti di rilievo del 2010 | **22**
Scenario di riferimento | **30**
> Enel e i mercati finanziari | **30**
> Andamento dei principali indicatori di mercato | **32**
> Andamento economico nei Paesi di riferimento | **33**
> Italia | **35**
> Estero | **49**
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | **72**
Risultati economici per area di attività | **86**
> Mercato | **89**
> Generazione ed Energy Management | **91**
> Ingegneria e Innovazione | **94**
> Infrastrutture e Reti | **95**
> Iberia e America Latina | **97**
> Internazionale | **102**
> Energie Rinnovabili | **106**
> Capogruppo, Servizi e Altre attività | **110**
Principali rischi e incertezze | **112**
Prevedibile evoluzione della gestione | **116**
Sostenibilità | **117**
> La sostenibilità in Enel | **119**
> Persone | **121**
- Personale e organizzazione | **121**
- Clienti | **129**
- Società | **131**
> Strategia climatica e ambiente | **133**
> Ricerca e sviluppo | **137**
Informativa sulle parti correlate | **144**
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati | **145**

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati | **148**
Conto economico consolidato | **148**
Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio | **149**
Stato patrimoniale consolidato | **150**
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato | **152**
Rendiconto finanziario consolidato | **154**
Note di commento | **155**

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari | **250**

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

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | **292**

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010 | **296**

Relazioni

Relazione della Società di revisione | **344**

AGENTI

Relazione sulla gestione

La struttura Enel

Corporate
Enel SpA

Mercato

Enel Servizio Elettrico
Enel Energia
Vallenergie

Generazione ed Energy Management

Enel Produzione
Enel Trade
Enel Trade Hungary
Enel Trade Romania
Nuove Energie
Hydro Dolomiti Enel
SE Hydro Power
Enel Stoccaggi
Enel Longanesi Development
Sviluppo Nucleare Italia

Ingegneria e Innovazione

Enel Ingegneria e Innovazione

Infrastrutture e Reti

Enel Distribuzione
Enel Sole
Deval
Enel M@p

Iberia e America Latina

Endesa

Internazionale

Slovenské elektrárne
Enel Maritza East 3
Enel Operations Bulgaria
Enel Distributie Muntenia
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Energie Muntenia
Enel Energie
Enel Productie
Enel Romania
Enel Servicii Comune
RusEnergoSbyt
Enel OGK-5
Enel France
Enelco
Marcinelle Energie

Energie Rinnovabili

Enel Green Power
Enel.si
Enel Latin America
Enel Green Power España (già Endesa Cogeneración y Renovables)
Enel Unión Fenosa Renovables
Enel Green Power Romania
Enel North America
Enel Green Power Bulgaria
Enel Green Power France (già Enel Erelis)
Enel Green Power Hellas [1]

Servizi e Altre attività

Enel Servizi [2]
Enelpower
Enel.NewHydro
Enel.Factor
Enel.Re

(1) Include nel 2010 i dati di International Wind Parks of Thrace, International Wind Power, Wind Parks of Thrace, Hydro Constructional, International Wind Parks of Crete, International Wind Parks of Rhodes, International Wind Parks of Achaia e Glafkos Hydroelectric Station.
(2) Include nel 2010 i dati di Sfera.

1 La Divisione Mercato

2 La Divisione Generazione ed Energy Management

3 La Divisione Infrastrutture e Reti

4 La Divisione Iberia e America Latina

5 La Divisione Ingegneria e Innovazione

6 La Divisione Internazionale

7 La Divisione Energie Rinnovabili

8 Le attività delle Divisioni operative

ha la missione di presidiare il mercato finale dell'energia elettrica e del gas sul territorio nazionale, di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi indirizzata alle diverse tipologie di clienti e di assicurare il rispetto dei livelli di qualità del servizio commerciale.

ha la missione di produrre energia elettrica a costi competitivi, nel rispetto dell'ambiente.

ha la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica e di gas, ottimizzando la gestione delle reti, nonché di assicurare l'efficienza dei sistemi di misura e di garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico.

si occupa dello sviluppo, della presenza e del coordinamento delle attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo, con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale di Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere (a eccezione dei mercati spagnolo, portoghese e latinoamericano e delle attività relative alle energie rinnovabili incluse nella Divisione Energie Rinnovabili), monitorando le opportunità di acquisizione che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e del gas.

ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie di Enel.

sono supportate dalle aree "Capogruppo" e "Servizi e Altre attività" che operano con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business*.

Nel Bilancio consolidato 2010 i risultati delle Divisioni sono, pertanto, presentati secondo l'attuale struttura e sono comparabili con i valori relativi all'esercizio 2009, tenuto conto degli effetti relativi al cambio di perimetro, analizzati in dettaglio nelle note di commento.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Piero Gnudi

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Fulvio Conti

Consiglieri

Giulio Ballio
Lorenzo Codogno
Renzo Costi
Augusto Fantozzi
Alessandro Luciano
Fernando Napolitano
Gianfranco Tosi

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

Carlo Conte
Gennaro Mariconda

Sindaci supplenti

Antonia Francesca Salsone
Franco Tutino

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 i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 18 giugno 2008, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 18 giugno 2008, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Lettera agli azionisti e agli altri *stakeholder*

Cari azionisti e *stakeholder*,

nel 2010 Enel ha raggiunto importanti traguardi che consolidano il suo ruolo di *player* di riferimento a livello internazionale nel settore elettrico. Nonostante la perdurante situazione di instabilità e incertezza mondiale dal punto di vista economico e finanziario, Enel è riuscita a generare flussi di cassa elevati e crescenti, superando i risultati record del 2009 grazie anche alla diversificazione dei mercati di presenza e al contributo determinante dell'America Latina e di tutto il perimetro internazionale.
Nel 2010, anche per merito dei programmi di efficientamento e di sinergie operative post-acquisizione, Enel si è aggiudicata il primato a livello europeo nel segmento delle *utility* per margine operativo lordo, portato a 17,5 miliardi di euro, e ha realizzato un risultato netto di Gruppo pari a circa 4,4 miliardi di euro. Il profilo patrimoniale è stato ulteriormente rafforzato con la quotazione presso le Borse di Milano e spagnole di Enel Green Power, società con cui il Gruppo Enel opera nel *business* delle rinnovabili. Questa operazione si è rivelata la più grande *initial public offering* realizzata dal 2007 in Italia e in Europa. Inoltre, un'attenta gestione della cassa operativa e la valorizzazione di alcuni *asset* non strategici attraverso un selettivo piano di cessioni, tra cui la rete di trasmissione ad alta tensione e la rete di distribuzione del gas di Endesa in Spagna, hanno contribuito al pieno raggiungimento del *target* di riduzione dell'indebitamento netto, attestatosi a fine 2010 a un valore inferiore a 45 miliardi di euro, ridotto quindi di circa 6 miliardi di euro rispetto al precedente esercizio. Con questi risultati a fine 2010 il rapporto debito/margine operativo lordo si attesta a 2,6, *ratio* fra i più solidi del settore.
Il profilo finanziario del Gruppo è stato inoltre rinforzato grazie al successo, con una domanda quasi cinque volte superiore all'offerta, della più grande emissione obbligazionaria paneuropea mai realizzata da un'entità italiana, destinata agli investitori *retail* privati di Italia, Francia, Belgio, Lussemburgo e Germania. A fine 2010 la durata media del debito è pari a quasi sette anni e, tenuto conto delle coperture, il 93% di tale debito risulta essere a tasso fisso: la solidità del rapporto patrimoniale è il risultato della rigorosa disciplina finanziaria del Gruppo, attuata senza alcun impatto negativo sulle opportunità di sviluppo dell'Azienda.
Sulla base degli eccellenti risultati conseguiti, il piano industriale di Enel conferma la validità delle priorità strategiche adottate dopo la fase di espansione internazionale, ovvero:

> *leadership* nei mercati "*core*" di presenza;
> rafforzamento e crescita organica nel settore delle rinnovabili nonché in America Latina, Russia e in Europa orientale;
> consolidamento, integrazione ed eccellenza operativa;
> *leadership* nell'innovazione.

Tali priorità potranno assicurare il conseguimento di risultati operativi in crescita, mantenendo sempre un solido equilibrio patrimoniale e finanziario.
Questa strategia, integrata con un'attenta politica di responsabilità sociale d'impresa, consentirà a Enel di valorizzare la potenzialità del suo portafoglio di *asset* e continuare a creare valore per tutti gli *stakeholder*.

Il contributo delle diverse Divisioni operative all'ottimo risultato di Gruppo è sinteticamente illustrato di seguito.

Divisione Mercato

La Divisione Mercato si è focalizzata nel corso dell'anno sui segmenti ad alta redditività, con una forte attività acquisitiva nel *mass market*, elettrico e gas.
Con 3,2 milioni di clienti nel settore elettrico e 2,9 milioni nel settore gas, Enel si conferma il primo gruppo in Italia nella fornitura di energia elettrica sul mercato libero con una quota del 21% dell'energia consumata, e il secondo gruppo nella vendita di gas naturale con una quota dell'11% dei volumi totali consegnati. Inoltre, Enel fornisce energia elettrica anche a 26,2 milioni di clienti del servizio di maggior tutela.
La strategia della Divisione è volta a massimizzare il valore generato sia per Enel sia per il cliente, attraverso l'eccellenza nella qualità del servizio, l'innovazione delle offerte commerciali, l'ottimizzazione dei canali di vendita e l'efficienza gestionale.

Divisione Generazione ed Energy Management

Nell'anno si sono concluse le attività di riconversione a carbone pulito nella centrale di Torrevaldaliga Nord a Civitavecchia: il 31 gennaio e il 14 settembre, previo esito positivo dei collaudi prestazionali delle sezioni e verifica della rispondenza al codice di rete, ha avuto inizio l'esercizio commerciale delle unità 3 e 4, portando la capacità installata complessiva dell'impianto a circa 1.900 MW.
È proseguito inoltre l'impegno di riduzione dei costi e di miglioramento della gestione operativa del parco impianti, attraverso progetti volti ad aumentarne l'efficienza operativa, l'affidabilità e la sicurezza.
Nel 2010 la Divisione Generazione ed Energy Management ha prodotto in Italia circa 69,4 TWh, pari a circa il 24% del mercato italiano al netto delle importazioni, in leggera diminuzione rispetto all'anno precedente (-4%) anche a causa di una minore idraulicità.
I risultati economici dell'anno, rispetto al 2009, risentono principalmente di questa minore produzione e di altre partite non ricorrenti come la cessazione del rimborso degli *stranded cost* relativi alle forniture di gas liquefatto nigeriano.

Divisione Ingegneria e Innovazione

Nell'esercizio 2010 la Divisione Ingegneria e Innovazione ha condotto diversi progetti di sviluppo e realizzazione impianti. In Italia in particolare, oltre alla conclusione dei lavori di conversione a carbone pulito della centrale di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia), è stato sviluppato il progetto per il futuro impianto di Porto Tolle (Rovigo).
All'estero si registrano il montaggio e *commissioning* dell'impianto di Nevinnomysskaya (400 MW CCGT) e l'avvio del progetto dell'impianto di evacuazione ceneri a secco della centrale di Reftinskaya (3.800 MW a carbone) in Russia, il completamento dell'ingegneria per il *revamping* e l'ambientalizzazione del gruppo 5 dello stesso impianto e il *commissioning*, per conto di E.ON, dell'impianto di Algeciras (800 MW CCGT) in Spagna. Sono proseguite le attività di costruzione e *commissioning* sull'impianto di Marcinelle in Belgio (400 MW CCGT).
Per quanto riguarda le attività in ambito nucleare, un *team* di circa 60 tecnici e ingegneri Enel partecipa con EDF al progetto e alla realizzazione della centrale nucleare di terza generazione avanzata EPR di Flamanville, in Francia. In Slovacchia sono in corso di completamento le opere civili delle due unità dell'impianto nucleare di Mochovce 3 e 4 e in Italia avanzano le attività del programma di sviluppo nucleare, che prevede la costruzione di quattro nuove unità di tecnologia EPR nei prossimi anni.

È stato inoltre definito il Piano per l'Innovazione Tecnologica del Gruppo, che integra le attività di ricerca e sviluppo di Endesa con l'obiettivo di massimizzare le sinergie. In questo ambito è stato completato e posto in esercizio il nuovo impianto pilota di separazione della CO_2 dai fumi di combustione presso la centrale a carbone Federico II di Brindisi, che consentirà di mettere a punto la tecnologia post-combustione in vista della realizzazione di un impianto dimostrativo su scala industriale presso la futura centrale di Porto Tolle.
Sono inoltre stati inaugurati gli impianti di Fusina (Venezia), un ciclo combinato alimentato a idrogeno, e di Archimede (Siracusa), un innovativo impianto solare termodinamico (5 MW) a sali fusi che integra la produzione con lo stoccaggio di energia elettrica ad alta efficienza.
Continua infine l'impegno di Enel nello sviluppo di sistemi di mobilità sostenibile per la diffusione delle auto elettriche. Nel 2010 è stato avviato il progetto pilota con Daimler-Mercedes, che prevede la fornitura di 100 Smart "*Electric Drive*" a clienti di Roma, Pisa e Milano e l'installazione di 400 infrastrutture di ricarica, mentre in Spagna è stato avviato il progetto Smartcity con la città di Malaga e sono stati realizzati accordi con case automobilistiche per la diffusione di vetture elettriche.

Divisione Infrastrutture e Reti

I risultati tecnico-economici della Divisione Infrastrutture e Reti nonché la gestione ottimale della rete di distribuzione e dell'infrastruttura di illuminazione pubblica confermano la *leadership* di Enel in Italia e la posizionano come *benchmark* europeo di settore.
In particolare, la qualità del servizio tecnico in termini di durata cumulata e numero delle interruzioni medie per cliente riporta un ulteriore importante avanzamento con risultati rispettivamente di 46 minuti e 4,3 interruzioni, valori che si posizionano tra i primi posti in Europa su reti di tale estensione.
Il Telegestore, il sistema automatico Enel di gestione dei contatori elettronici installati presso tutti i clienti italiani, ha eseguito nel 2010 oltre 14 milioni di operazioni contrattuali e più di 330 milioni di letture da remoto. In Spagna il progetto Cervantes, avviato nel 2010, prevede l'installazione di più di 13 milioni di nuovi contatori entro il 2015.
Nel campo delle *smart grid*, le reti elettriche del futuro, Enel ha una *leadership* riconosciuta e presiede l'Associazione "EDSO (European Distribution System Operators) for *smart grid*" che raccoglie i maggiori distributori di energia in Europa.
Sul fronte delle fonti rinnovabili, nel 2010 Enel Distribuzione ha connesso alla propria rete 2.500 MW di potenza per oltre 70.000 impianti, concentrati in particolare nel Sud Italia.
Prosegue inoltre il percorso di sviluppo dell'eccellenza operativa attraverso i progetti di miglioramento continuo e sostenibile di tutti i processi della Divisione.
L'area di *business* Illuminazione Pubblica ha migliorato i già positivi risultati dell'anno precedente e ha consolidato, grazie al progetto Archilede, la sua posizione di *leadership* sia in Italia sia in Spagna nel settore dei nuovi sistemi di illuminazione stradale a LED (*Light Emitting Diode*).

Divisione Iberia e America Latina

Anche il 2010 è stato un anno di importanti risultati per la Divisione Iberia e America Latina. Endesa ha registrato risultati in crescita rispetto a quelli già brillanti conseguiti nel 2008 e nel 2009, in un contesto economico complicato.
A parità di metodo di consolidamento, nell'anno i ricavi della Divisione sono cresciuti del 15% raggiungendo 31,3 miliardi di euro con circa 25 milioni di clienti serviti in Iberia e America Latina nel settore elettrico e circa 1 milione in Iberia nel settore gas. L'EBITDA ha raggiunto i 7.896 milioni di euro, un incremento del 7% rispetto ai valori record del 2009.
Al raggiungimento di questi importanti risultati hanno contribuito in modo determinante i

progetti di efficientamento e le sinergie messe in atto dalla Divisione e dal resto del Gruppo Enel.
Il mercato spagnolo è stato caratterizzato da una inversione di tendenza della domanda elettrica continentale evidenziando una crescita del 2,9% circa rispetto al 2009. A questo fattore positivo si è accompagnata una ripresa dei prezzi *wholesale,* che ha contribuito alla buona *performance* della Divisione unitamente a un'attenta strategia di *energy management*, alle *performance* nel mercato libero, alle vendite a termine, alla ottimizzazione dei costi fissi e all'incremento della tariffa di distribuzione.
In America Latina – dove la domanda elettrica dei cinque Paesi di presenza di Endesa è cresciuta in media del 6,3% rispetto al 2009 – i risultati di Endesa sono stati, anche quest'anno, particolarmente brillanti, pur in presenza di eventi eccezionali e tragici, come il terremoto in Cile e le alluvioni in Brasile.
In un contesto di modesta riduzione della produzione, dovuto anche a minore idraulicità, questi risultati sono stati sostenuti principalmente dalla strategia di vendita a termine e dalle attività di distribuzione (in particolare quelle brasiliane) che hanno visto aumentare i propri volumi di vendita del 5,5% rispetto al 2009. Grazie allo sviluppo organico che caratterizza questa area, Endesa ha aumentato nel 2010 la sua base clienti di 382.000 nuove unità. A parità di metodo di consolidamento, il margine operativo lordo ha raggiunto, per il secondo anno consecutivo, un livello record con un aumento del 7% rispetto all'anno precedente, confermando la solidità raggiunta dalle economie dei Paesi in cui la Divisione è presente.
Il 2010 è stato un anno importante anche sul fronte dei programmi di efficienza e delle sinergie. A un *saving* conseguito di 740 milioni di euro si è aggiunto un ulteriore risparmio legato all'avvio del progetto Zenith Endesa di 108 milioni di euro. È proseguito inoltre il lavoro per il conseguimento di ulteriori sinergie per il futuro, che, sommate a quelle già individuate, consentiranno di ottenere benefíci superiori al miliardo di euro per l'anno 2012.
Nel 2010 sono state completate le cessioni di *asset* non strategici, come la rete di trasmissione elettrica ad alta tensione e l'80% della rete di distribuzione del gas in Spagna, quest'ultima ceduta con opzione di riacquisto, le partecipazioni del 50,01% in Endesa Hellas (Grecia) e nei rigassificatori spagnoli di Sagunto e Reganosa, rispettivamente del 20% e del 21%. Queste cessioni hanno contribuito a una riduzione del debito di oltre 2 miliardi di euro a livello di Gruppo.
È stato inoltre realizzato il trasferimento degli *asset* rinnovabili di Endesa nella penisola iberica a Enel Green Power España per valorizzarli pienamente all'interno del Gruppo.
Relativamente all'anno 2011 in Spagna, oltre a un miglioramento del quadro regolatorio e al già citato aumento della retribuzione della distribuzione, si stanno effettuando, a partire dal mese di gennaio, emissioni a copertura del *deficit* tariffario, che hanno già determinato per Endesa un incasso di oltre 2 miliardi di euro. Si tratta di segnali positivi che pongono le basi per una nuova fase caratterizzata da maggiore stabilità del settore elettrico nel Paese.

Funzione Upstream Gas

Le recenti dinamiche dei mercati delle *commodity* hanno dimostrato l'efficacia della strategia del Gruppo Enel di integrazione verticale nel settore gas finalizzata ad aumentare la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici nel lungo termine.
Attraverso una selettiva politica di investimenti è stato possibile costruire un portafoglio esplorativo con un potenziale di riserve superiore a 1 miliardo di barili equivalenti di petrolio in Russia, Algeria, Egitto e Italia.
Lo sviluppo degli *asset* in portafoglio è proseguito nel 2010 in linea con i programmi. La novità principale in tema di *partnership* è l'ingresso nel capitale di SeverEnergia di Novatek e Gazpromneft, che hanno rilevato la quota di Gazprom. Una *partnership* che garantisce ulteriore efficienza industriale, eccellenza delle competenze e che potrebbe imprimere un'accelerazione alle attività operative che al momento sono in linea con l'obiettivo di avviare la produzione commerciale entro i prossimi due anni.

Divisione Internazionale

Nel contesto internazionale il 2010 è stato un anno di ripresa della crescita economica e dei consumi energetici sebbene, in molti casi, questi ultimi siano ancora distanti dai valori registrati solo due anni fa. Ciò nonostante le società all'estero hanno contribuito al risultato del Gruppo con un'ottima *performance*, grazie soprattutto alla continua attenzione al miglioramento della gestione operativa degli *asset*. Costante anche l'impegno per il completamento degli investimenti organici in corso.

Nel 2010 Slovenské elektrárne ha conseguito un margine operativo lordo pari a 712 milioni di euro. Tale risultato è stato raggiunto grazie all'incremento della produzione, in particolare nucleare e idroelettrica, e all'ottimizzazione dei costi. La capacità netta complessiva installata in Slovacchia è pari a 5.401 MW, a seguito del potenziamento di 152 MW della centrale nucleare di Bohunice, e verrà ulteriormente incrementata di 880 MW a partire dal 2013 grazie all'ingresso in servizio delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce.

In Russia, nel corso dell'anno, l'attività di Enel, indirizzata all'integrazione e all'efficientamento di impianti, strutture e processi, ha posto le basi per un incremento del 72% dell'EBITDA rispetto al 2009. Sono inoltre giunti in fase conclusiva i progetti di costruzione delle due nuove centrali CCGT da 400 MW di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya, che entreranno in funzione nel secondo trimestre del 2011, e sono stati avviati i progetti di ammodernamento e di ambientalizzazione della centrale a carbone di Reftinskaya.

In Romania, nell'anno, Enel ha incrementato gli investimenti nella rete dedicati alla modernizzazione degli *asset*, alla riduzione delle perdite commerciali e all'aumento della qualità del servizio, rispettando pienamente gli impegni assunti con il regolatore, per un importo complessivo di circa 220 milioni di euro. Il nostro obiettivo principale è migliorare l'efficienza e incrementare il numero di clienti finali.

In Francia, parallelamente alla collaborazione con EDF per la realizzazione di impianti nucleari di terza generazione, prosegue l'ampliamento di una piattaforma per la vendita di energia sul mercato del Paese, nel quale Enel France ha venduto 7,1 TWh di energia elettrica grazie alla disponibilità di ulteriori 200 MW derivanti dal contratto di *anticipated capacity* con EDF.

Enel è preparata a rafforzare la propria posizione, sfruttando al meglio le opportunità offerte dalla progressiva liberalizzazione del mercato nel corso del 2011, prevista a seguito dell'introduzione della nuova legge NOME.

In Belgio sono in fase conclusiva le attività di costruzione dell'impianto CCGT di Marcinelle, per il quale si prevede l'entrata in funzione nel secondo semestre del 2011.

Infine, in Bulgaria nel corso del 2010 è stato avviato il processo di cessione dell'impianto di Enel Maritza East 3.

Divisione Energie Rinnovabili

Enel Green Power chiude l'anno con una capacità installata di 6.102 MW, di cui 2.539 MW (42%) idroelettrica, 2.654 MW (43%) eolica, 775 MW (13%) geotermica e 134 MW (2%) riferibili ad altre tecnologie rinnovabili (solare, biomassa e cogenerazione). Con oltre 600 impianti operativi nel continente europeo e americano, la produzione netta del Gruppo nel 2010 è stata pari a 21,8 TWh. Questa produzione copre i consumi di oltre 8 milioni di famiglie, evitando ogni anno l'emissione di oltre 15 milioni di tonnellate di CO_2.

Nel corso del 2010 è stata costituita e avviata Enel Green Power España, che integra le attività rinnovabili nella penisola iberica di Enel Green Power e di Endesa. Nel corso dell'anno Enel Green Power España ha inoltre firmato un accordo con la società Gas Natural Fenosa per la suddivisione degli *asset* della *joint venture* Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER). Alla conclusione dell'operazione, nel corso del 2011, ciascuna delle due società diventerà titolare esclusiva di circa 550 MW di capacità installata, una *pipeline* di progetti per circa 2.000 MW e si accollerà metà del debito netto di EUFER.

Nel 2010 si è anche conclusa positivamente l'offerta globale di azioni di Enel Green Power. In seguito a questa operazione il 30,8% delle azioni è quotato presso le Borse di Milano e spagnole. L'offerta di vendita è stata interamente sottoscritta con una domanda del 25% superiore all'offerta.
In Europa Enel Green Power è presente in Spagna, Grecia, Francia, Romania e Bulgaria con 1.869 MW installati. In Italia, con un totale di circa 2.776 MW installati e 12,2 TWh di energia prodotta, Enel Green Power è *leader* nelle tecnologie rinnovabili. Nel corso dell'anno ha avuto inizio la costruzione, in *joint venture* con Sharp e STMicroelectronics, dello stabilimento catanese per la produzione di innovativi pannelli fotovoltaici a film sottile.
Negli Stati Uniti e in Canada la società è presente in 20 Stati americani e due Province canadesi, con una potenza installata pari a 788 MW e una produzione a fine 2010 di 2,6 TWh.
In America Latina Enel Green Power è presente con 33 impianti in Messico, Costa Rica, Guatemala, Nicaragua, Panama, El Salvador, Cile e Brasile. Complessivamente, nel continente, Enel Green Power dispone di 669 MW di capacità rinnovabile e 3,6 TWh di energia prodotta nel 2010 con tecnologia idroelettrica, eolica e geotermica.
Infine, Enel.si, società interamente di proprietà di Enel Green Power che si avvale di una rete di oltre 550 *franchisee,* nel 2010, in Italia, ha installato per il mercato *retail* oltre 160 MW di impianti fotovoltaici, triplicando così la base installata, e raggiungendo circa 12.000 clienti.

Previsioni

Gli importanti traguardi raggiunti in termini di dimensione di scala, efficienza e diversificazione del *mix*, e una rafforzata struttura patrimoniale consentiranno a Enel di cogliere efficacemente le opportunità offerte da un nuovo ciclo di ripresa organica dei mercati e dallo sviluppo dei Paesi in rapida crescita.
Enel, confermando il proprio percorso strategico, continuerà a perseguire la stabilità finanziaria e la *leadership* nei mercati di presenza, proseguendo e intensificando le iniziative di eccellenza operativa lungo tutta la catena del valore. In tal senso, il consolidamento e l'integrazione delle attività estere consentiranno di diffondere una cultura di eccellenza e di efficienza comune a tutto il Gruppo e di conseguire maggiori sinergie operative.
Enel proseguirà con determinazione l'attuazione dei programmi di sviluppo delle fonti rinnovabili, confermandole come elemento essenziale delle strategie di sviluppo sostenibile nel settore energetico, esercitando, grazie alle competenze, al presidio delle tecnologie e alla dimensione geografica raggiunta, un ruolo di *leader* mondiale in un settore che si prevede in forte espansione.
Proseguirà parimenti l'impegno nella ricerca e nell'innovazione tecnologica, con particolare attenzione allo sviluppo di tecnologie termoelettriche eco-compatibili, delle reti intelligenti e della diffusione della mobilità elettrica, nonché ai programmi volti a rafforzare l'accesso diretto ai combustibili fossili perseguendo una selettiva strategia di integrazione verticale.
Enel intende altresì consolidare il proprio ruolo di riferimento nel campo della responsabilità sociale d'impresa, settore in cui ha già ottenuto i più importanti riconoscimenti a livello mondiale.
Su queste basi si prevede che la sempre maggiore integrazione delle attività internazionali unitamente ai programmi di sviluppo e alle azioni di efficienza operativa produrranno effetti positivi anche sui risultati del 2011 contribuendo al raggiungimento degli obiettivi economico-finanziari del Gruppo comunicati al mercato.

L'Amministratore Delegato
Fulvio Conti

Sintesi dei risultati

Dati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated* (1)
Ricavi	73.377	64.362
Margine operativo lordo	17.480	16.371
Risultato operativo	11.258	11.032
Risultato netto del Gruppo e di terzi	5.673	6.590
Risultato netto del Gruppo	4.390	5.586
Risultato netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio (euro)	0,47	0,59

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

I *ricavi* del 2010 sono pari a 73.377 milioni di euro, con un incremento pari a 9.015 milioni di euro (+14,0%) rispetto al 2009. La variazione positiva è sostanzialmente riferibile ai maggiori ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina, che beneficia del diverso metodo di consolidamento di Endesa (da proporzionale a integrale) applicato a seguito dell'acquisizione dell'ulteriore quota azionaria del 25,01% nel capitale della società spagnola, e della Divisione Internazionale, con particolare riferimento alle attività di generazione e vendita di energia elettrica in Russia. Tali effetti positivi sono stati solo parzialmente compensati dai minori ricavi da vendita di energia elettrica sul mercato domestico, per effetto principalmente delle minori quantità vendute, oltre che dalle minori plusvalenze da cessioni di attività, sostanzialmente riferibili nel 2009 a Enel Linee Alta Tensione e SeverEnergia e nel 2010 alle reti di trasmissione di energia elettrica e di trasporto di gas naturale in Spagna.

Il *margine operativo lordo,* pari a 17.480 milioni di euro, si incrementa di 1.109 milioni di euro (+6,8%). La crescita risente essenzialmente degli effetti connessi al citato cambio del metodo di consolidamento di Endesa, nonché del miglioramento del margine da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato iberico; tale variazione è in parte compensata dal minor margine realizzato nei mercati domestici e dalle citate minori plusvalenze rilevate.

Il *risultato operativo* ammonta a 11.258 milioni di euro, con un aumento del 2,0% rispetto al 2009 (11.032 milioni di euro).

Il *risultato netto del Gruppo* del 2010 ammonta a 4.390 milioni di euro rispetto ai 5.586 milioni di euro dell'esercizio

precedente (-21,4%). In particolare, i risultati positivi della gestione operativa sono stati più che compensati dai maggiori oneri finanziari netti, a seguito sia del citato diverso metodo di consolidamento di Endesa sia della flessione dei proventi finanziari che beneficiavano nel 2009 della rilevazione del provento (970 milioni di euro) derivante dall'esercizio anticipato della *put option* concessa da Enel ad Acciona sul 25,01% delle azioni di Endesa.

Dati patrimoniali e finanziari

Milioni di euro

	2010	2009 *restated* [1]
Capitale investito netto	98.469	96.803
Indebitamento finanziario netto	44.924	50.870
Patrimonio netto (incluse quote di terzi)	53.545	45.933
Patrimonio netto del Gruppo per azione in essere alla fine dell'esercizio (euro)	4,03	3,54
Cash flow da attività operativa	11.725	8.926
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali [2]	7.090	6.825

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
(2) Il dato non include 97 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (197 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Il *capitale investito netto,* inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 620 milioni di euro, ammonta a 98.469 milioni di euro al 31 dicembre 2010 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.545 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 44.924 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,84 (1,11 al 31 dicembre 2009). L'*indebitamento finanziario netto*, non inclusivo dell'importo riferibile alle attività possedute per la vendita pari a 636 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2009), si attesta a 44.924 milioni di euro, registrando un decremento di 5.946 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. Tale decremento risente essenzialmente delle dismissioni di *asset* realizzate nel corso del 2010 e del buon andamento dei flussi di cassa generati dalla gestione operativa. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi e dagli effetti negativi delle differenze cambio, attribuibili, queste ultime, alla valutazione al cambio corrente degli strumenti di debito emessi in valuta estera da società che adottano l'euro come moneta di conto (peraltro coperti da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap)*, nonché alla conversione in euro dell'indebitamento delle società del Gruppo che hanno una moneta di conto diversa dall'euro stesso.
Gli *investimenti*, pari a 7.090 milioni di euro nel 2010 (di cui 6.375 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), si incrementano di 265 milioni di euro rispetto all'esercizio 2009.

Dati operativi

	Italia	Estero	**Totale**	Italia	Estero	**Totale**
		2010			2009	
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	81,6	208,6	**290,2**	84,0	183,8	**267,8**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	245,9	184,6	**430,5**	241,1	152,6	**393,7**
Energia venduta da Enel (TWh) (1)	113,4	195,6	**309,0**	127,4	160,6	**288,0**
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m^3)	5,5	3,4	**8,9**	5,2	2,5	**7,7**
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) (2)	37.383	40.930	**78.313**	38.121	43.087	**81.208**

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.
(2) Include 2.324 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (1.330 unità al 31 dicembre 2009).

L'*energia netta prodotta da Enel* nel 2010 aumenta di 22,4 TWh (+8,4%), sostanzialmente per effetto del cambio di metodo di consolidamento di Endesa a partire dal mese di giugno 2009 (+23,2 TWh) e per la maggiore produzione effettuata dalla Divisione Internazionale (+5,7 TWh); tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla minor produzione in Spagna e Italia.

L'*energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel* è pari a 430,5 TWh, con un incremento di 36,8 TWh (+9,3%), che riflette il cambio del metodo di consolidamento di Endesa (+27,1 TWh), oltre alla maggior energia richiesta nei mercati italiano e latinoamericano.

L'*energia venduta da Enel* registra un aumento di 21,0 TWh (+7,3%) con vendite complessive per 309,0 TWh; l'aumento è sostanzialmente riferibile ai maggiori quantitativi venduti all'estero (+35,0 TWh, di cui 24,8 TWh riferiti al cambio di metodo di consolidamento di Endesa cui si associano le maggiori vendite effettuate in Francia, Russia e nei Paesi latinoamericani), parzialmente compensato dalle minori quantità vendute sul territorio italiano (-14,0 TWh) a seguito dell'apertura del mercato.

Le *vendite di gas alla clientela finale* ammontano nel 2010 a 8,9 miliardi di metri cubi, con un incremento su tutti i mercati di riferimento.

Al 31 dicembre 2010 i *dipendenti* sono pari a 78.313 unità (81.208 unità a fine 2009). Il decremento dell'esercizio, pari a 2.895 unità, è da riferire sostanzialmente al saldo netto tra assunzioni e cessazioni. Al 31 dicembre 2010 i dipendenti impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero sono pari a 40.930 unità.

Dati economici e patrimoniali per area di attività

Milioni di euro	Ricavi		Margine operativo lordo		Risultato operativo	
	2010	2009 *restated* (1)	**2010**	2009 *restated* (1)	**2010**	2009 *restated* (1)
Mercato	18.697	20.330	483	393	58	10
Generazione ed Energy Management	17.540	18.377	2.392	3.024	1.832	2.482
Ingegneria e Innovazione	608	903	14	17	10	14
Infrastrutture e Reti	7.427	7.273	3.813	4.017	2.911	3.137
Iberia e America Latina	31.263	21.800	7.896	6.196	4.643	3.659
Internazionale	6.360	5.568	1.520	1.452	903	808
Energie Rinnovabili	2.179	1.751	1.310	1.178	966	938
Capogruppo	679	637	(68)	(25)	(75)	(34)
Servizi e Altre attività	1.133	1.092	136	124	26	23
Elisioni e rettifiche	(12.509)	(13.369)	(16)	(5)	(16)	(5)
Totale	**73.377**	**64.362**	**17.480**	**16.371**	**11.258**	**11.032**

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.

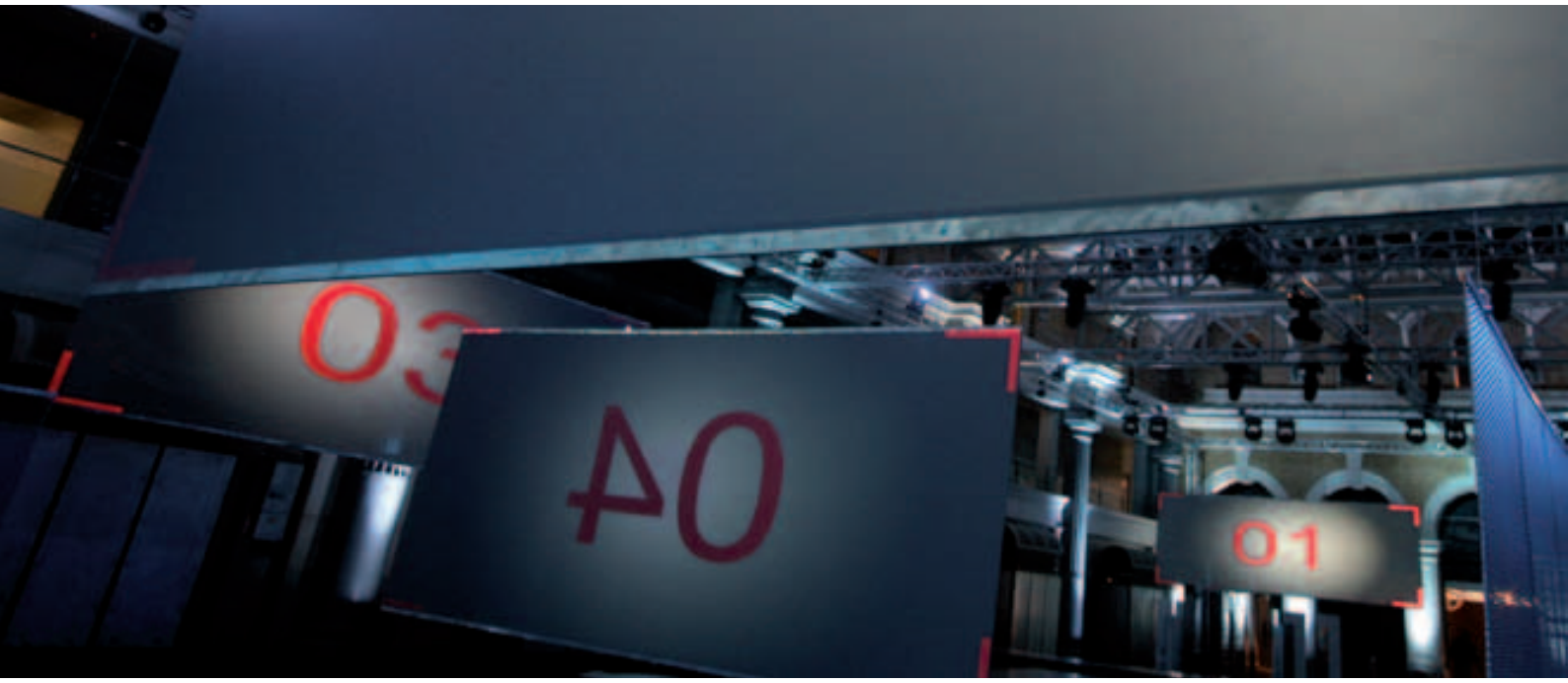
Milioni di euro	Attività operative		Passività operative		Investimenti	
	2010	2009 *restated* [1]	**2010**	2009 *restated* [1]	**2010**	2009 *restated* [1]
Mercato	6.162	6.598	5.673	5.471	62	80
Generazione ed Energy Management	14.934	15.054	4.467	4.218	648	783
Ingegneria e Innovazione	316	342	374	363	5	5
Infrastrutture e Reti	17.680	17.272	5.825	5.651	1.147	1.112 [11]
Iberia e America Latina	77.764 [2]	80.799	13.500 [5]	13.034	2.866 [8]	2.962
Internazionale	13.103 [3]	12.292	5.184 [6]	4.786	1.210 [9]	1.014
Energie Rinnovabili	9.654 [4]	6.423	1.235 [7]	804	1.065 [10]	771
Capogruppo	1.075	1.229	1.166	1.090	7	6
Servizi e Altre attività	2.529	2.197	1.543	1.612	80	92
Elisioni e rettifiche	(5.732)	(6.142)	(5.734)	(4.981)	-	-
Totale	**137.485**	**136.064**	**33.233**	**32.048**	**7.090**	**6.825**

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
(2) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(3) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(4) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(5) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(7) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(8) Il dato non include 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (134 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(9) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(10) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(11) Il dato non include 63 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2009.

	Dipendenti (n.)	
	al 31.12.2010	al 31.12.2009
Mercato	3.823	3.962
Generazione ed Energy Management	6.601	6.703
Ingegneria e Innovazione	1.339	1.202
Infrastrutture e Reti	19.152	19.700
Iberia e America Latina [1]	24.731	26.305
Internazionale [2]	14.876	15.752
Energie Rinnovabili [3]	2.955	2.685
Capogruppo	803	731
Servizi e Altre attività	4.033	4.168
Totale	**78.313**	**81.208**

(1) Include 1.809 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (1.330 unità al 31 dicembre 2009).
(2) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(3) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Fatti di rilievo del 2010



4
gennaio

Accordo Enel Green Power-Sharp-STMicroelectronics per la produzione di pannelli fotovoltaici

In data 4 gennaio 2010 Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics hanno firmato un accordo finalizzato alla realizzazione della più grande fabbrica di pannelli fotovoltaici in Italia. L'impianto sarà realizzato a Catania e produrrà pannelli a film sottile a tripla giunzione. Il progetto, che prevede una capacità produttiva iniziale di 160 MW, richiederà un investimento totale di 320 milioni di euro. Contemporaneamente Enel Green Power e la società giapponese hanno siglato un'ulteriore intesa per lo sviluppo congiunto di campi fotovoltaici entro il 2016, per una capacità installata totale di circa 500 MW.

18
gennaio

Esplorazione e sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria

In data 18 gennaio 2010 un consorzio formato da Enel (27,5%), Repsol (52,5%) e GDF-SUEZ (20%) ha firmato un contratto con l'Agenzia nazionale algerina e con la società petrolifera Sonatrach finalizzato all'esplorazione e allo sfruttamento di un giacimento di gas in Algeria ("South-East Illizi").

21
gennaio

Acquisto di Padoma Wind Power

In data 21 gennaio 2010 Enel North America e NRG Energy hanno raggiunto un accordo che ha consentito di acquisire, da NRG, Padoma Wind Power, società specializzata nello sviluppo di impianti eolici. 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 voglia ampliare la compagine societaria nei progetti Padoma.

10
febbraio

Emissione di un prestito obbligazionario per 3 miliardi di euro

In data 10 febbraio 2010 la CONSOB ha autorizzato la pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica e quotazione sul Mercato Telematico delle Obbligazioni (MOT) delle obbligazioni Enel a tasso fisso e a tasso variabile riservate ai risparmiatori italiani e di altri Paesi europei (in particolare: Francia, Germania, Belgio e Lussemburgo), per un valore complessivo massimo originario di 2 miliardi di euro, aumentato a 3 miliardi di euro in data 18 febbraio 2010 a seguito della richiesta degli investitori.
La durata di entrambi i titoli, sia quello a tasso fisso sia quello a tasso variabile, è di sei anni (scadenza marzo 2016). In particolare, le obbligazioni a tasso fisso, emesse per un controvalore di 2 miliardi di euro, prevedono un

rendimento annuo lordo effettivo pari al 3,52% (determinato sommando un margine di 73 punti base al tasso *mid swap* a sei anni), mentre le obbligazioni a tasso variabile, emesse per un controvalore di 1 miliardo di euro, sono remunerate in maniera indicizzata rispetto al tasso Euribor a 6 mesi, maggiorato di un ulteriore margine di rendimento, pari a 73 punti base.

15
marzo

Riorganizzazione delle attività rinnovabili in Spagna

I consigli di amministrazione di Endesa e di Enel hanno approvato, rispettivamente il 15 marzo 2010 e il 17 marzo 2010, un'operazione che prevede l'integrazione delle attività di Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR - società di Endesa in cui sono ricomprese le attività rinnovabili operanti nella penisola iberica e oggi ridenominata Enel Green Power España) e di Enel Green Power (EGP) nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo. L'obiettivo dell'operazione è di garantire, all'interno del perimetro di EGP, una gestione unitaria allo sviluppo nella penisola iberica di tutte le attività di EGP e di Endesa nel campo delle fonti rinnovabili. Tale obiettivo è stato perseguito attraverso Enel Green Power España, il cui capitale, al termine della suddetta operazione, è posseduto per il 60% da EGP e per il 40% da Endesa. L'integrazione è stata realizzata attraverso le seguenti tappe:

> acquisizione da parte di Enel Green Power International (EGPI) del 30% di ECyR per un corrispettivo pari a circa 326 milioni di euro;
> aumento di capitale di Enel Green Power España riservato a EGPI, che l'ha sottoscritto mediante il conferimento della propria partecipazione nel capitale di Enel Unión Fenosa Renovables e un versamento in contanti pari a circa 534 milioni di euro.

L'acquisizione della partecipazione e la successiva sottoscrizione dell'aumento di capitale di Enel Green Power España sono state effettuate sulla base di valori di mercato, che hanno formato oggetto di valutazione da parte di alcune banche di investimento indipendenti, le quali hanno emesso in merito una "*fairness opinion*".

16
marzo

Cessione di Endesa Hellas

In data 16 marzo 2010 Endesa ha raggiunto un accordo con il *partner* Mytilineos Holding (Mytilineos) per la cessione di Endesa Hellas; successivamente, in data 1° luglio 2010, la transazione, che era soggetta all'ottenimento di alcuni permessi autorizzativi, si è perfezionata. In particolare, Mytilineos ha acquisito la partecipazione di Endesa in Endesa Hellas, pari al 50,01%, per un corrispettivo di 140 milioni di euro. A sua volta, Enel ha rilevato da Mytilineos per 20 milioni di euro alcuni impianti idroelettrici ed eolici (in parte operativi, in parte in costruzione) per una capacità complessiva di 15 MW.

31
marzo

Gazprom completa il pagamento per il 51% di SeverEnergia

Il 31 marzo 2010 Gazprom ha versato a Eni ed Enel 1.182 milioni di dollari statunitensi (di cui 473 milioni di dollari statunitensi pagati a Enel) quale seconda e ultima *tranche* dovuta ai sensi dell'accordo siglato il 5 giugno 2009 per la compravendita del 51% del capitale di SeverEnergia, società detenuta al 60% da Eni e al 40% da Enel. Considerando la prima *tranche* versata il 23 settembre 2009, il corrispettivo globale versato da Gazprom ammonta a circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi.

9
aprile

Nuovo accordo per il nucleare in Italia

In data 9 aprile 2010 Enel, EDF e le società Finmeccanica, Ansaldo Energia e Ansaldo Nucleare, hanno firmato un importante *Memorandum of Understanding*. Obiettivo dell'accordo è la definizione delle aree di potenziale cooperazione tra Enel, EDF e Ansaldo Energia, che controlla al 100% Ansaldo Nucleare, nell'ambito dello sviluppo e della costruzione di almeno quattro unità nucleari con tecnologia EPR (*Evolutionary Pressurized Reactor*) - Areva che Enel ed EDF intendono realizzare in Italia. Enel ed EDF avranno il ruolo di investitori e di *Architect Engineer*, ovvero avranno la responsabilità complessiva del progetto, della gestione, della realizzazione e del *commissioning* degli impianti. Le due società beneficeranno dell'esperienza di Ansaldo negli studi, nella progettazione e nelle attività di *commissioning* dei sistemi nucleari, e nel supporto alle attività di *licensing*.

19
aprile

Linea di credito rotativa da 10 miliardi di euro

In data 19 aprile 2010 Enel ha firmato una linea di credito rotativa dell'importo di 10 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni, che sostituisce un prestito sindacato di complessivi 5 miliardi di euro. Tale nuova linea di credito, che potrà essere utilizzata direttamente da Enel e/o da parte della controllata Enel Finance International, intende dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento caratterizzato da elevata flessibilità, fruibile per la gestione del capitale circolante, non risultando connessa al programma di rifinanziamento del debito in essere. Tale linea di credito, al 31 dicembre 2010, non risulta utilizzata.

20
aprile

Acquisto di licenze esplorative e di *asset* nel gas in Nord Italia

In data 20 aprile 2010 Enel Trade ha finalizzato l'acquisto degli *asset* (oggi Enel Longanesi Development) nel settore gas dalla società canadese Stratic Energy Corporation, in esecuzione dell'accordo firmato a novembre 2009. Tali *asset* comprendono riserve per circa 0,7 miliardi di metri cubi e alcune licenze esplorative per un valore complessivo di 33 milioni di euro. Il prezzo pagato sarà soggetto a un eventuale aggiustamento determinato in funzione dell'entrata in produzione dei giacimenti.

26
aprile

Accordo con INTER RAO UES per lo sviluppo di attività in Russia

In data 26 aprile 2010 Enel e INTER RAO UES hanno firmato un *Memorandum of Understanding* per la cooperazione nei settori nucleare, costruzione di nuovi impianti, innovazione tecnica, efficienza energetica e distribuzione, sia in Russia sia nei Paesi dell'Est Europa. Di particolare rilevanza è l'intenzione di analizzare il progetto di sviluppo di una nuova centrale nucleare a Kaliningrad, che costituisce di fatto la prima *partnership* pubblico-privata nel settore nucleare in Russia. La centrale sarà composta da due gruppi da 1.170 MW l'uno e utilizzerà la tecnologia di terza generazione VVER 1200. L'entrata in produzione è prevista tra il 2016 e il 2018; una quota rilevante dell'energia prodotta sarà destinata ai vicini mercati europei. INTER RAO UES fornirà i termini e le condizioni per la partecipazione di investitori esteri al nuovo progetto di reattore nucleare così come le caratteristiche tecniche per la distribuzione dell'energia prodotta, mentre Enel studierà gli aspetti tecnici, economici e normativi del progetto per valutare condizioni e modalità della sua possibile partecipazione.

1
giugno

Accordo tra Enel Produzione e SEL per il settore idroelettrico nella provincia di Bolzano

In data 1° giugno 2010, in attuazione dell'Accordo Definitivo sottoscritto in data 20 ottobre 2009, Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina (SEL) hanno costituito SE Hydro Power, in cui Enel Produzione e SEL possiedono rispettivamente quote di partecipazione pari al 40% e al 60% del capitale. Sino al 31 dicembre 2010 la società ha gestito tutte le 12 concessioni di grande derivazione idroelettrica in scadenza a fine anno di cui Enel Produzione è stata finora titolare nel territorio della provincia di Bolzano.

A partire dal 1° gennaio 2011, nell'ambito delle concessioni sopra indicate, SE Hydro Power provvederà a gestire 10 concessioni caratterizzate da una durata trentennale e una potenza complessiva pari a circa 600 MW, che, all'esito dell'espletamento dei procedimenti amministrativi provinciali, sono state rilasciate a SEL con decorrenza dalla data sopra indicata. Il perfezionamento dell'operazione è avvenuto in seguito al verificarsi delle condizioni cui era sottoposta l'efficacia dell'Accordo e, in particolare, in seguito all'ottenimento (i) di un provvedimento non ostativo da parte dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, nonché (ii) del nulla osta da parte della Provincia al trasferimento in capo a SE Hydro Power della titolarità delle concessioni idroelettriche interessate.

A seguito dell'Accordo, negli ultimi mesi del 2010 SE Hydro Power ha acquisito da Enel Produzione per un corrispettivo di 20 milioni di euro il ramo di azienda relativo alle concessioni di piccola derivazione idroelettrica di cui quest'ultima era titolare nella provincia di Bolzano.

18
giugno

Offerta globale di vendita di azioni di Enel Green Power

In data 18 giugno 2010 Enel Green Power SpA (EGP) ha presentato a Borsa Italiana la domanda di ammissione a quotazione delle azioni della Società sul Mercato Telematico Azionario (MTA) e alla CONSOB la richiesta di autorizzazione alla pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica di vendita e alla quotazione delle azioni medesime.

Il 13 ottobre 2010 EGP ha ricevuto dalla CONSOB l'autorizzazione alla pubblicazione del prospetto informativo relativo all'offerta pubblica di vendita e alla quotazione delle proprie azioni. Tale autorizzazione fa seguito al provvedimento, rilasciato l'11 ottobre 2010 da Borsa Italiana, di avvenuta ammissione a quotazione delle azioni di EGP sul MTA. Per poter effettuare l'offerta pubblica di vendita anche in Spagna – in relazione alla prevista quotazione delle azioni di EGP su mercati regolamentati spagnoli – EGP ed Enel hanno inoltre richiesto alla CONSOB di trasmettere alla *Comisión Nacional del Mercado de Valores* (CNMV) il certificato di approvazione attestante che il prospetto informativo è stato redatto in conformità alle disposizioni della direttiva 2003/71/CE.

Successivamente, il 15 ottobre 2010, al fine di consentire la raccolta delle manifestazioni di interesse da parte degli investitori istituzionali nell'ambito della citata offerta, Enel ha informato di avere individuato l'intervallo di valorizzazione indicativa (c.d. "forchetta di prezzo") del capitale economico di EGP; tale forchetta di prezzo è stata fissata tra un minimo di 9 miliardi di euro e un massimo di 10,5 miliardi di euro (pari a un minimo non vincolante di 1,80 euro per azione e a un massimo vincolante di 2,10 euro per azione, quest'ultimo pari al prezzo massimo di collocamento).

In data 28 ottobre Enel, fermo restando l'intervallo di valorizzazione indicativa sopra citato, ha reso pubblica l'intenzione di considerare manifestazioni d'interesse a partire da euro 1,60 per azione al fine di consentire la migliore valorizzazione di un *asset* di rilievo quale EGP.

Il 30 ottobre 2010 Enel, sentiti i *Joint Global Coordinator* e *Joint Bookrunner*, ha fissato il prezzo definitivo di offerta in misura pari a euro 1,60 per azione. Tale prezzo

definitivo – che risulta identico sia per l'offerta pubblica sia per l'offerta istituzionale – è stato individuato tenendo conto, tra l'altro, delle condizioni dei mercati finanziari in Italia e all'estero, della quantità e della qualità delle manifestazioni di interesse ricevute dagli investitori istituzionali e della quantità della domanda ricevuta nell'ambito dell'offerta pubblica.

L'offerta ha generato una domanda complessiva lorda di circa 1.780 milioni di titoli (di cui 1.260 milioni di titoli dal mercato *retail* in Italia e Spagna e circa 520 milioni di azioni da investitori istituzionali) rispetto ai 1.415 milioni di azioni EGP oggetto dell'offerta globale di vendita, alle quali potevano aggiungersi ulteriori massime 210 milioni di azioni che i *Global Coordinator*, entro trenta giorni dall'avvio delle negoziazioni, potevano acquistare mediante esercizio di un'apposita opzione loro riservata (c.d. *"greenshoe"*). All'esito della conclusione dell'offerta globale di vendita, a far data dal 4 novembre 2010 le azioni di EGP sono quotate sul mercato MTA di Borsa Italiana e sui mercati regolamentati spagnoli.

In data 3 dicembre 2010 i *Joint Global Coordinator* hanno comunicato, in conformità a quanto previsto nel prospetto informativo, l'esercizio dell'opzione di acquisto per 126 milioni circa di azioni, pari al 9% dell'offerta globale di vendita. A seguito dell'esercizio della *greenshoe* la quota di partecipazione di Enel in EGP si attesta al 69,2% del capitale sociale.

1
luglio

Cessione delle reti elettriche di trasmissione in Spagna

Il 1° luglio 2010 Endesa ha raggiunto un accordo con Red Eléctrica de España (REE) relativo alla cessione a una società controllata da REE delle reti di trasmissione di energia elettrica di cui risulta titolare Endesa Distribución Eléctrica, società a sua volta interamente posseduta da Endesa. Tale cessione avviene in conformità con quanto disposto dalla legge n. 17/07, che individua REE come unico soggetto destinato a svolgere le attività di trasmissione. L'accordo, che ha per oggetto sia *asset* in servizio sia *asset* in fase di costruzione e la cui efficacia è subordinata all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative, prevede un corrispettivo di circa 1,4 miliardi di euro. In data 13 dicembre 2010 si è perfezionata tale cessione ed Endesa Distribución Eléctrica ha proceduto all'incasso di ulteriori 66 milioni di euro quale corrispettivo per la manutenzione delle reti elettriche cedute.

30
luglio

Accordo con Gas Natural per la suddivisione degli *asset* di Enel Unión Fenosa Renovables

In data 30 luglio 2010 Enel Green Power e la sua controllata Enel Green Power España (EGPE) hanno sottoscritto un accordo con la società Gas Natural per la suddivisione degli *asset* facenti capo a Enel Unión Fenosa Renovables (EUFER), una *joint venture* paritetica tra EGPE e Gas Natural Fenosa. Obiettivo dell'operazione è di consentire a ciascuna delle parti di perseguire in maniera più efficace la propria strategia sul mercato iberico della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

L'accordo è soggetto ad alcune condizioni sospensive il cui verificarsi è previsto entro la fine dell'anno e, tra queste, all'approvazione da parte delle competenti autorità (regolatoria e *antitrust*). In attesa di perfezionare l'accordo tra le parti, gli *asset* di EUFER sono stati suddivisi in due gruppi ben bilanciati (Lotto A e Lotto B): il Lotto A sarà mantenuto dal Gruppo Enel che possiederà interamente EUFER e il Lotto B sarà ceduto a Gas Natural Fenosa. Conseguentemente, le attività e le passività associate al Lotto B sono state coerentemente classificate, nel presente Bilancio consolidato, rispettivamente come "Attività possedute per la vendita" e "Passività possedute per la vendita" in quanto rispondenti ai requisiti previsti dal principio contabile di riferimento IFRS 5.

24
settembre

Cessione delle reti di trasporto e distribuzione del gas in Spagna

Il 24 settembre 2010 Endesa, nell'ambito del progetto di valorizzazione delle proprie attività nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna, ha raggiunto un accordo per la cessione di una partecipazione di controllo dell'80% del capitale della controllata Nubia 2000, società costituita nel corso del 2010 cui sono stati conferiti gli *asset* di Endesa Gas (società operante nel settore della distribuzione di gas), a due fondi infrastrutturali gestiti da Goldman Sachs, riservandosi la possibilità di riacquistare tale partecipazione in caso di esercizio di una specifica opzione *call* tra il quinto e il settimo anno dalla conclusione dell'operazione. Endesa manterrà comunque una presenza nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna, anche attraverso la residua partecipazione del 20% in Nubia 2000, cui continuerà a prestare alcuni servizi di supporto. Le attività di cui Nubia 2000 risulta titolare sono costituite da circa 3.800 chilometri di reti di distribuzione, 600 chilometri di reti di trasporto e 355.000 punti di consegna con un consumo annuo pari a 7.500 GWh.
In data 17 dicembre 2010 Endesa ha perfezionato la cessione della partecipazione di controllo dell'80% del capitale della controllata Nubia 2000, in cui rientra anche una partecipazione del 35% in Gas Aragon, precedentemente ceduta da Gas Natural a Nubia 2000.

29
settembre

Acconto sul dividendo 2010

Il 29 settembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il prospetto contabile di Enel SpA al 30 giugno 2010 e la relazione da cui risulta che la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo consente la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2010 pari a 0,10 euro per azione.
L'acconto sul dividendo, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2010, previo stacco cedola in data 22 novembre 2010.

14
ottobre

Memorandum d'intesa per lo sviluppo e la realizzazione delle tecnologie per la rete intelligente in Russia

In data 14 ottobre 2010 Enel e IDGC Holding hanno siglato un *Memorandum* d'intesa finalizzato alla cooperazione e allo sviluppo nel settore delle tecnologie innovative per le reti intelligenti. Le due aziende lavoreranno a progetti congiunti collegati allo sviluppo e alla realizzazione di reti intelligenti, tra cui i contatori intelligenti, in Russia. Le due società stanno inoltre valutando varie opzioni di collaborazione nella gestione degli *asset*, compresa la possibilità di costituire una società comune. Enel e IDGC Holding intendono anche perseguire lo scambio di migliori pratiche in materia di progettazione, sviluppo di una politica tecnica standardizzata, unificazione e attuazione delle norme di gestione della qualità.
Entro tre mesi dalla firma del *Memorandum*, Enel e IDGC Holding costituiranno un comitato per assicurare l'organizzazione e il coordinamento delle attività.

20
ottobre

Accordo con la Tennessee Valley Authority

Il 20 ottobre 2010 Enel Green Power e il suo *partner* di sviluppo TradeWind Energy hanno stipulato un accordo tra il Caney River Wind Project e la Tennessee Valley Authority per l'acquisto della produzione annuale di energia generata dal parco eolico di 200 MW che sarà costruito e gestito da Enel Green Power a Elk County, Kansas.

21
ottobre

Adeguamento dello statuto alla nuova normativa sui diritti degli azionisti

Il 21 ottobre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato alcune modifiche allo statuto sociale al fine di adeguarne pienamente i contenuti alle novità introdotte dal decreto legislativo n. 27/10 (che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE, intesa ad agevolare la partecipazione alle Assemblee da parte degli azionisti di società quotate). Le modifiche approvate completano un processo di adeguamento dello statuto avviato in occasione dell'Assemblea straordinaria degli azionisti svoltasi in data 29 aprile 2010, la quale ha deliberato alcune modifiche statutarie di natura "facoltativa", la cui adozione è rimessa, in base a quanto previsto dal decreto legislativo n. 27/10, alla libera determinazione di ogni singola società quotata.
Tali modifiche statutarie adottate dal Consiglio di Amministrazione, analogamente a quelle deliberate dall'Assemblea straordinaria del 29 aprile 2010, troveranno applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione verrà pubblicato dopo il 31 ottobre 2010.

11
novembre

Enel e Kepco firmano accordi di collaborazione per lo sviluppo delle reti intelligenti e della cattura e sequestro della CO_2

In data 11 novembre 2010 Enel e Korean Electric Power Corporation (Kepco) hanno firmato a Seoul una Lettera di Intenti, seguita da specifici *Memorandum of Understanding*, per sviluppare la cooperazione nei settori dei sistemi di rete, in particolare delle reti intelligenti (*smart grid*), e delle tecnologie per la riduzione delle emissioni di gas serra attraverso attività di cattura e sequestro dell'anidride carbonica (CCS).

Le parti si sono impegnate alla cooperazione e allo scambio di informazioni nello sviluppo di queste due tecnologie, considerate da entrambe fondamentali per il futuro dell'efficienza energetica e per una società a basso contenuto di anidride carbonica.

10
dicembre

Accordo con BEI per il finanziamento di investimenti nelle fonti rinnovabili

In data 10 dicembre 2010 Enel Green Power ha firmato un accordo con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per la concessione di un prestito per complessivi 440 milioni di euro che potrà essere incrementato, a seguito di ulteriori accordi tra le parti, fino a 600 milioni di euro. Il prestito, avente durata ventennale, è caratterizzato da un tasso di interesse significativamente più contenuto rispetto ai *benchmark* di mercato e contribuirà al finanziamento di un programma di installazione di nuovi impianti eolici e fotovoltaici per complessivi 840 MW. È previsto un investimento complessivo da parte di Enel Green Power pari a circa 1.300 milioni di euro.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2010	2009 *restated*
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,86	1,74 (1)
Risultato operativo per azione (euro)	1,20	1,17 (1)
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,47	0,59 (1)
Dividendo unitario (euro)	0,28 (2)	0,25
Pay-out ratio (3) (%)	60	42
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	4,03	3,54
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,23	4,35
Prezzo minimo dell'anno (euro)	3,43	2,91
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,78	4,06
Capitalizzazione borsistica (4) (milioni di euro)	35.543	38.176
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	**9.403**	**9.403**

(1) Calcolato sul numero di azioni al 31 dicembre 2009, al fine di tener conto degli effetti dell'aumento di capitale concluso il 9 luglio 2009.
(2) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 14 marzo 2011.
(3) Calcolato sul risultato netto del Gruppo.
(4) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		Corrente (1)	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Peso azioni Enel:					
- su indice MIB 30 (2)		n.d.	n.d.	n.d.	9,34%
- su indice FTSE Italia All Share (3)		9,30%	8,97%	8,88%	n.d.
- su indice STOXX Europe 600 Utilities		8,89%	8,07%	8,26%	6,33%
- su indice Bloomberg World Electric		3,55%	3,16%	3,58%	2,84%
Rating		Corrente (1)	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	al 31.12.2008
Standard & Poor's	*Outlook*	*Stable*	*Stable*	*Stable*	*Negative*
	M/L termine	A-	A-	A-	A-
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	*Outlook*	*Negative*	*Negative*	*Negative*	*Negative*
	M/L termine	A2	A2	A2	A2
	Breve termine	P1	P1	P1	P1
Fitch	*Outlook*	*Stable*	*Stable*	*Stable*	n.d.
	M/L termine	A-	A-	A-	n.d.
	Breve termine	F2	F2	F2	n.d.

(1) Dati aggiornati al 1° marzo 2011.
(2) Dal 1° giugno 2009 non sono più disponibili i valori relativi all'indice MIB 30.
(3) I valori storici per il nuovo indice FTSE Italia All Share sono disponibili a partire dal 26 maggio 2009.

Il 2010 è stato caratterizzato da un parziale recupero delle economie mondiali. La crescita economica ha investito i Paesi interessati in modo difforme. L'incremento è stato robusto nelle economie emergenti (in particolar modo in Cina, India e Brasile) e in alcuni Paesi industrializzati (come Germania, Giappone e Stati Uniti), mentre

è stato più modesto nelle altre economie avanzate. Le banche centrali dei principali Paesi sviluppati hanno confermato per il 2010 una politica monetaria espansiva. Per tutto l'anno i tassi di interesse nell'area euro e negli Stati Uniti si sono mantenuti ai minimi storici (la Banca Centrale Europea ha mantenuto i tassi ufficiali di sconto all'1%, mentre la FED ha lasciato i tassi allo 0,25%).

Con riferimento ai mercati finanziari, le differenti *performance* a livello economico nei vari Paesi europei si sono riflesse sulle quotazioni dei rispettivi mercati mobiliari.
L'area euro è stata caratterizzata, infatti, da un andamento discordante delle variazioni degli indici azionari. In particolare, il 2010 si è chiuso con un incremento significativo in Germania (l'indice DAX ha chiuso l'anno con una variazione di circa il +16% rispetto all'anno precedente), mentre ha fatto registrare una *performance* decisamente peggiore nei Paesi del bacino mediterraneo (l'indice italiano FTSE Italia All Share ha chiuso l'anno con una variazione negativa dell'11,5% mentre l'IBEX spagnolo è sceso del 17,4%).

Dividendo unitario di 0,28 euro al 31 dicembre 2010

In questo contesto il settore delle *utility* si è posizionato tra i comparti meno performanti del 2010. L'indice delle *utility* nel mercato europeo è stato l'unico – insieme all'indice del settore bancario – a segnare una *performance* negativa (lo STOXX 600 Utilities Index ha registrato una *performance* negativa pari a circa l'8% nel corso del 2010).

La forte correlazione percepita dal mercato tra il settore delle *utility* e il rischio paese associato alla percezione del rischio sovrano ha contribuito a trascinare al ribasso la *performance* del comparto.

In questo contesto, il titolo Enel ha registrato una *performance* nel corso del 2010 in linea con l'indice settoriale europeo (il titolo Enel ha chiuso il 2010 a quota 3,74 euro con una variazione annuale pari al -7,6%) ma decisamente migliore rispetto a tutti i principali *competitor* europei (la *performance* del titolo Enel è stata migliore rispetto a quanto registrato nello stesso lasso temporale da RWE, EDF, E.ON, Iberdrola, EDP e GDF).

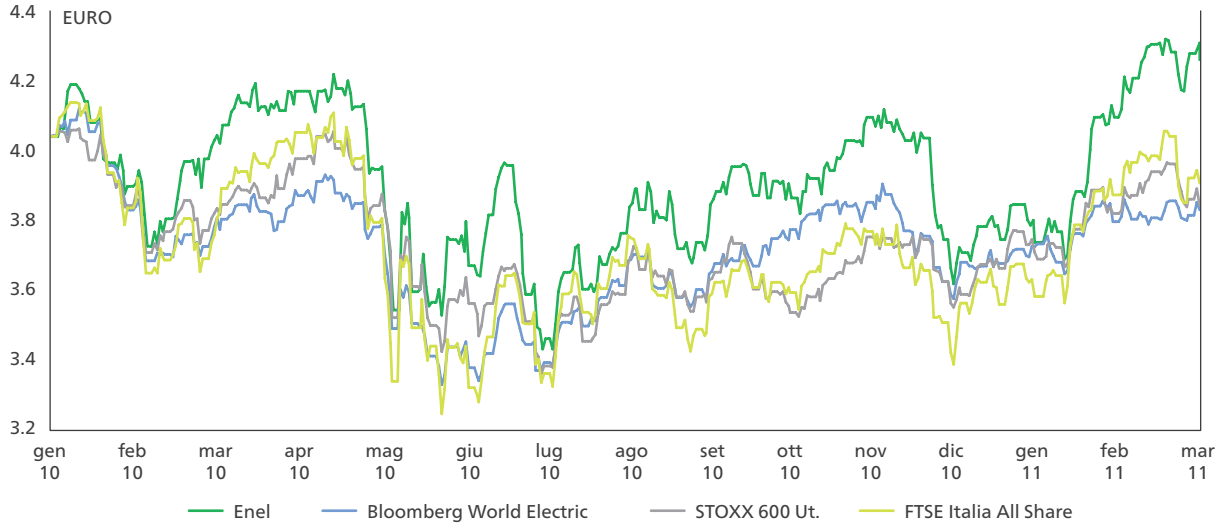
Il 25 novembre 2010 è stato pagato l'acconto sul dividendo relativo agli utili 2010 pari a 10 centesimi di euro che, sommato a quanto già distribuito il 24 giugno 2010, porta l'ammontare complessivo pagato nel corso dell'anno a 25 centesimi di euro per azione.

Al 31 dicembre 2010 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 37,0% da investitori istituzionali e per il 31,8% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (http://www.enel.com/it-IT/investor/) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre che aggiornamenti periodici sui temi di *corporate governance*.

Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683057975; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric, STOXX Europe 600 Utilities e FTSE Italia All Share

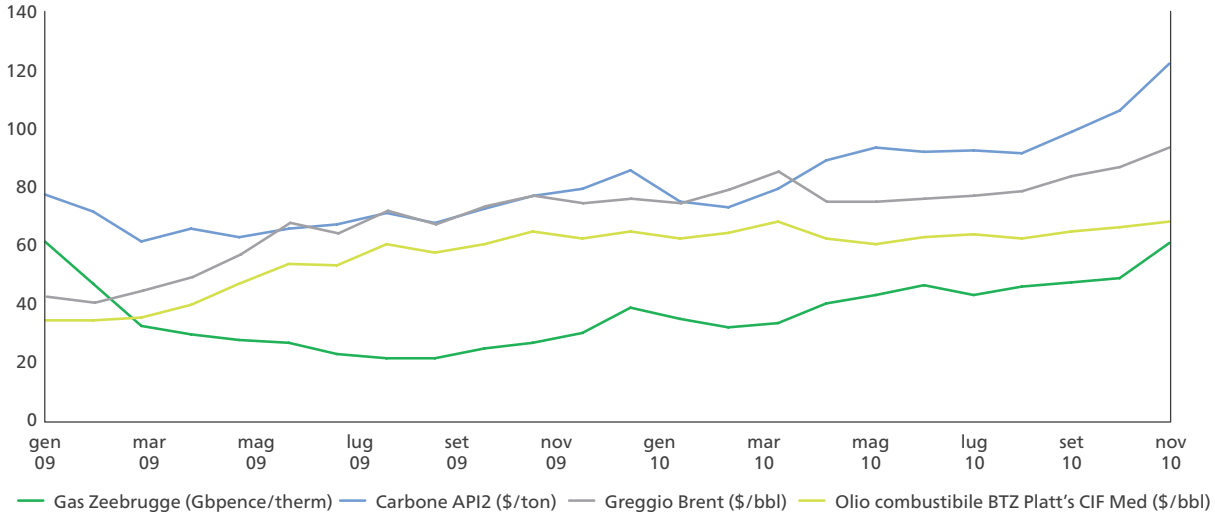


Fonte: *Bloomberg*

Andamento dei principali indicatori di mercato

Nei grafici seguenti sono rappresentati gli andamenti nei due esercizi di riferimento dei principali indicatori di mercato.

Prezzo dei combustibili



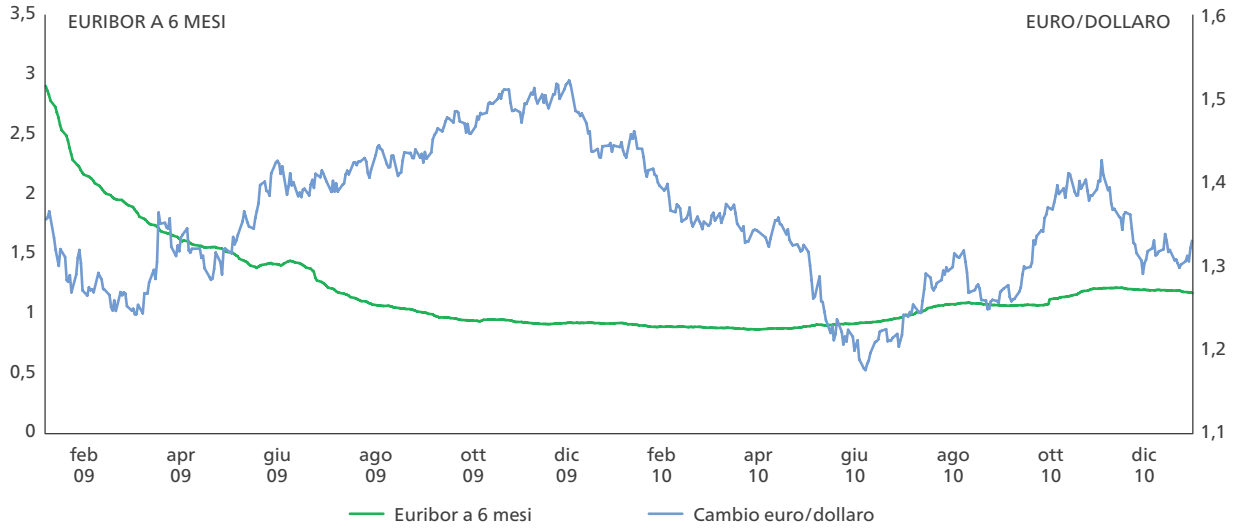
Nel 2010 le quotazioni delle *commodity* energetiche hanno continuato il recupero dai minimi toccati sul finire del 2008. Rispetto all'anno precedente il prezzo medio del Brent nel 2010 ha segnato un incremento del 29%, passando da 62,3 dollari statunitensi al barile a 80,3 dollari statunitensi.

Alla base del recupero le aspettative generate dalla crescita della domanda che è risultata ben più elevata rispetto alle stime di inizio anno sia per quanto riguarda le aree emergenti sia per i Paesi OECD. Nel 2010 la domanda mondiale di petrolio, che ritorna sopra i livelli pre-crisi, ha

superato un tasso di crescita del 3%. A spingere la domanda in particolare i consumi cinesi, che nell'anno sono cresciuti più dell'11%.
Il mercato mantiene comunque ampi margini di *spare capacity* con livelli di scorte che si collocano sui massimi livelli dell'ultimo quinquennio.
Nel corso del 2010 le quotazioni del carbone hanno registrato una rapida crescita, anch'esse spinte dalla domanda cinese, che in pochi anni ha trasformato il Paese da esportatore a principale importatore mondiale della *commodity*. Sul finire dell'anno hanno inoltre pesato sulle quotazioni del carbone le inondazioni in Australia e Indonesia, che hanno fatto sfiorare al carbone sudafricano nel mese di dicembre il livello di 130 dollari statunitensi a tonnellata.

Nel 2010 il prezzo medio del carbone Cif Nord Europa (API2) è stato pari a 91,7 dollari statunitensi a tonnellata, con una crescita del 30% rispetto alle quotazioni del 2009.
Il prezzo *spot* del gas naturale nel *hub* europeo di Zeebrugge è passato da 31,3 GBpence/therm del 2009 a 43,3 GBpence/therm del 2010, registrando nell'anno una crescita del 38%. Il prezzo ha fortemente risentito degli effetti climatici, in particolare delle rigide temperature registrate nel Nord Europa sul finire dell'anno, che hanno innescato un forte recupero delle quotazioni *spot*.
Infine, il prezzo medio dell'olio combustibile BTZ ha registrato una crescita del 27,4%, passando da 371 dollari statunitensi a tonnellata nel 2009 a 473 dollari statunitensi nel 2010.

Mercato monetario



I mercati monetari nel 2010 e nel 2009 hanno evidenziato andamenti da addebitare sostanzialmente alla crisi che ha colpito i mercati finanziari. In particolare, il rapporto euro/dollaro è passato da una media del 2009 pari a 1,39 a una media del 2010 pari a 1,33, con un ribasso del 4,5%.

Il tasso Euribor a 6 mesi, invece, è passato da una media dell'1,43% nel 2009 all'1,26% nel 2010, con un leggero rialzo alla fine del 2010 dopo un *trend* decisamente in ribasso nel biennio.

Andamento economico nei Paesi di riferimento

Nel corso del 2010 si è rafforzata la ripresa dell'economia mondiale, dopo il picco della crisi avuto intorno a metà 2009. Il livello della produzione industriale ha ripreso il *trend* positivo sia nella zona euro sia negli Stati Uniti, non riuscendo tuttavia ancora a colmare il *gap* con i livelli pre-crisi. Parte delle perdite dei livelli produttivi ha tuttavia avuto carattere strutturale, riconducibile alla chiusura degli impianti nella fase più acuta della crisi del 2009.
L'andamento degli indicatori congiunturali nel corso della prima metà del 2010 ha evidenziato una fase di crescita

robusta dell'economia mondiale, protrattasi sino a tutta la primavera, e una graduale decelerazione a partire dai mesi estivi. Lo scenario di crescita dei mercati ha iniziato infatti ad attenuarsi nel corso dei mesi centrali dell'anno, anche a seguito dei timori sulla sostenibilità del debito sovrano di alcune economie europee (Grecia, Irlanda, Portogallo e Spagna).

Il PIL mondiale ha registrato nel 2010 un incremento del 4,1%, contro la riduzione dell'1,9% del 2009. A trainare la ripresa nel 2010 la crescita della domanda nei Paesi emergenti dell'area asiatica che hanno segnato un ritorno a tassi di crescita sostenuti (Cina: +10,3%, India: +8,5%; Taiwan: +10,5%, Indonesia: +6,1%).

La ripresa dell'*export* internazionale ha favorito la ripresa del PIL negli Stati Uniti (+2,9%) e nella zona euro (+1,7%). All'interno dell'area euro nel corso della prima parte del 2010 buona parte della crescita è derivata dal contributo delle scorte e il rialzo delle esportazioni e degli investimenti in macchinari (soprattutto in Germania) ha guidato l'accelerazione del ciclo economico. L'economia che ha avuto tassi di crescita più sostenuti è stata quella tedesca (PIL: +3,6%), Paese traino dell'area euro, mentre la Grecia ha risentito fortemente della crisi interna, sperimentando una contrazione del PIL maggiore di quella registrata nel 2009.

L'Italia, beneficiando dei miglioramenti dell'area euro, ha registrato una variazione del PIL pari all'1,2% sul precedente anno.

La Spagna, nonostante il recupero registrato nell'ultimo trimestre dell'anno, ha registrato una riduzione del PIL su base annua pari allo 0,1%. A pesare sull'economia spagnola il permanere della crisi del settore edile e l'elevato tasso di disoccupazione.

In forte miglioramento l'economia dei Paesi dell'America Latina, che ha registrato una crescita nel 2010 pari al 5,6%.

Sul fronte valutario, l'euro ha chiuso il 2010 a 1,34 euro per dollaro statunitense, in diminuzione rispetto al livello di fine 2009 (1,43 euro). L'andamento del cambio ha risentito nel corso dell'anno, da un lato, delle tensioni innescate dal rischio *default* di alcuni Paesi dell'area euro, dall'altro dalla politica ultra-espansiva della banca centrale americana.

I tassi di interesse sono rimasti ai minimi, pur se dalla seconda parte dell'anno alcune banche centrali hanno intrapreso una politica restrittiva per far fronte ai primi segnali di ripresa inflazionistica.

L'incremento graduale dell'inflazione sperimentato sul finire del 2010 riflette essenzialmente le oscillazioni che hanno caratterizzato i prezzi delle materie prime e dei beni agricoli.

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

Incremento annuo del PIL in termini reali

%

	2010	2009
Italia	**1,2**	**-5,2**
Spagna	-0,1	-3,7
Portogallo	1,3	-2,5
Belgio	2,0	-2,8
Grecia	-4,2	-2,0
Francia	1,6	-2,6
Bulgaria	-0,1	-4,9
Romania	-1,2	-7,1
Slovacchia	4,1	-4,8
Russia	4,1	-7,8
Argentina	8,3	0,9
Brasile	7,7	-0,6
Cile	5,3	-1,4
Colombia	4,0	0,8
Messico	5,5	-6,1
Perú	9,0	0,9
Canada	2,9	-2,5
USA	2,9	-2,6

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

Italia

Il mercato dell'energia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009	
Produzione netta:				
- termoelettrica	222.157	216.087	6.070	2,8%
- idroelettrica	49.369	52.844	(3.475)	-6,6%
- eolica	8.374	6.484	1.890	29,1%
- geotermoelettrica e da altre fonti	6.631	5.692	939	16,5%
Totale produzione netta	**286.531**	**281.107**	**5.424**	**1,9%**
Importazioni nette	43.944	44.959	(1.015)	-2,3%
Energia immessa in rete	**330.475**	**326.066**	**4.409**	**1,4%**
Consumi per pompaggi	(4.310)	(5.798)	1.488	25,7%
Energia richiesta sulla rete	**326.165**	**320.268**	**5.897**	**1,8%**

Fonte: Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile sul sistema elettrico - consuntivo dicembre 2010).

> L'*energia richiesta* in Italia risulta in aumento dell'1,8% rispetto ai valori registrati nel 2009, attestandosi a 326,2 TWh. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'86,5% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (86,0% nel 2009) e per il restante 13,5% dalle importazioni nette (14,0% nel 2009);

> le *importazioni nette* del 2010 registrano un decremento di 1,0 TWh, in virtù del minore differenziale dei prezzi dell'energia elettrica tra il mercato nazionale e gli altri mercati europei nei periodi di riferimento;

> la *produzione netta* è in aumento dell'1,9% (+5,4 TWh), da riferire sostanzialmente a un aumento della produzione termoelettrica (+6,1 TWh), a una crescita della produzione eolica (+1,9 TWh) e a un incremento della produzione geotermoelettrica e da altre fonti (+0,9 TWh). Tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte idroelettrica (-3,5 TWh), quest'ultima dovuta alle migliori condizioni di idraulicità del 2009.

Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2010				2009			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh) [1]	64,1				63,7			
Utente domestico con consumo annuo di 2.700 kWh (centesimi di euro/kWh): [2] Prezzo al lordo di imposte	16,3	15,8	15,7	15,6	17,1	16,8	16,6	16,6

(1) Fonte: Gestore dei Mercati Energetici; prezzo medio annuo.
(2) Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas e Acquirente Unico (consumo rappresentativo della famiglia media italiana con contratto 3 kW - residente).

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2010 un incremento dello 0,6% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto all'esercizio precedente.
Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas registra nel 2010 una riduzione del 6%, prevalentemente per effetto della diminuzione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento e dispacciamento.

Il mercato del gas

Domanda di gas naturale in Italia

Miliardi di m^3

	2010	2009	2010-2009	
Residenziale e commerciale	33,8	31,6	2,2	7,0%
Industriale	16,5	15,4	1,1	7,1%
Termoelettrico	30,3	29,0	1,3	4,5%
Altro (1)	2,4	2,0	0,4	20,0%
Totale	**83,0**	**78,0**	**5,0**	**6,4%**

(1) Include altri consumi e perdite.
Fonte: Elaborazioni Enel su dati Ministero dello Sviluppo Economico e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia si attesta a 83,0 miliardi di metri cubi, registrando un incremento del 6,4% rispetto all'esercizio 2009, che si era caratterizzato per una riduzione dei consumi correlabile al rallentamento dell'economia nazionale per effetto della crisi finanziaria. Anche i consumi a uso residenziale e commerciale fanno registrare un incremento, particolarmente concentrato nell'ultima parte dell'anno.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2010				2009			
Utente medio nazionale con consumi inferiori a 200.000 m^3 annui (centesimi di euro/m^3): Prezzo al lordo di imposte	69,3	71,8	74,1	74,1	79,3	73,4	68,3	67,5

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi a confronto è cresciuto dello 0,3%, tenuto anche conto dell'intervento sulle formule di aggiornamento della componente a copertura dei costi della materia prima, in assenza del quale l'incremento sarebbe risultato pari all'1,1%.

Aspetti normativi e tariffari

Il pacchetto clima ed energia

Il pacchetto clima ed energia, adottato nel 2009 in attuazione degli impegni assunti dal Consiglio Europeo in materia di lotta ai cambiamenti climatici e promozione delle energie rinnovabili, è composto da:

> la direttiva 2009/29/CE di revisione del sistema UE di scambio delle quote di emissione di CO_2 (*Emission Trading Scheme*, ETS), introdotto nel 2005 e applicato a circa il 40% delle emissioni di gas serra prodotte nell'UE;

> la decisione "*Effort sharing*" per l'attribuzione ai singoli Stati degli obiettivi di riduzione delle emissioni nei settori non compresi nella direttiva ETS (trasporto, agricoltura ed edilizia);

> la direttiva 2009/28/CE per la promozione delle fonti rinnovabili, attraverso la fissazione, per ciascuno Stato Membro, di obiettivi vincolanti relativi alla quota di tali fonti sul consumo finale lordo di energia nel 2020;

> la direttiva 2009/31/CE relativa alla cattura e stoccaggio della CO_2 (CCS), che istituisce un quadro normativo finalizzato a garantire un utilizzo sicuro e ambientalmente compatibile delle tecnologie CCS;

> la direttiva 2009/30/CE sulla qualità dei carburanti, che stabilisce un obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra prodotte durante il loro ciclo di vita;

> il regolamento n. 443/2009 sui nuovi limiti di emissione di CO_2 delle auto.

Per quanto riguarda l'ETS, le principali novità introdotte dalla direttiva 2009/29/CE sono:

> un limite di emissione unico a livello europeo, ogni anno più basso fino a raggiungere nel 2020 una

riduzione del 21% rispetto alle emissioni del 2005;

> il ricorso in misura progressivamente crescente, a partire dal 2013, a un sistema oneroso di assegnazione, tramite aste, delle quote di emissione agli impianti, con l'obbligo per gli Stati Membri di indirizzare parte dei proventi al finanziamento di misure di riduzione delle emissioni e di adattamento al cambiamento climatico;

> un limitato ampliamento dei settori e dei gas regolati.

Il 2010 ha visto l'adozione di importanti provvedimenti attuativi della direttiva 2009/29/CE. In particolare:

> il 18 febbraio è stato approvato il nuovo regolamento per il funzionamento dei registri delle quote, che prevede, tra l'altro, l'istituzione di un registro europeo al posto del sistema di registri nazionali attualmente in vigore. Il nuovo regolamento ha inoltre introdotto misure per rafforzare il sistema di sicurezza con l'obiettivo di evitare fenomeni di frode fiscale e altre attività fraudolente;

> il 22 ottobre la Commissione Europea ha definito l'ammontare complessivo delle quote di emissione (EUA) per il 2013, tenendo conto dei nuovi gas e settori inclusi nel perimetro ETS. Tale ammontare è pari a 2.039 milioni di tonnellate di CO_2;

> il 6 novembre è stata pubblicata la decisione relativa al finanziamento dei progetti in energie rinnovabili e CCS attraverso la vendita di 300 milioni di quote di emissione della Riserva destinata ai Nuovi Entranti per il periodo post-2012 (fondo cosiddetto NER 300). Contestualmente, è stato pubblicato il primo bando per la presentazione di proposte. I progetti selezionati saranno destinatari dei fondi derivanti dalla monetizzazione di una prima *tranche* di 200 Mton. Le proposte dovranno essere trasmesse agli Stati Membri (responsabili della pre-selezione dei progetti) entro tre mesi dall'emissione del bando, mentre la decisione finale di aggiudicazione è attesa per il 2012;

> il 12 novembre è stato approvato il regolamento sul funzionamento delle aste di assegnazione delle quote di emissione. In attuazione del regolamento, è prevista per inizio 2011 la definizione della procedura di selezione della piattaforma centralizzata che gestirà le aste per conto degli Stati Membri.

Contratti pluriennali di importazione di energia elettrica

Enel è titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica, con scadenza 31 dicembre 2011. L'energia importata in esecuzione di tale contratto è ceduta all'Acquirente Unico (AU) a un prezzo stabilito e destinata alla fornitura del mercato di maggior tutela.

Il 18 dicembre 2009 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico che disciplina le modalità di importazione del contratto pluriennale per l'anno 2010. Il decreto ha confermato la riserva di capacità necessaria all'esecuzione del contratto e ha fissato il prezzo di cessione all'AU per il primo trimestre del 2010 a 59,5 euro/MWh (78 euro/MWh nel primo trimestre del 2009). Per i trimestri successivi il prezzo di cessione, determinato con una formula indicizzata al PUN (Prezzo Unico Nazionale), è stato pari a 66,49 euro/MWh, 63,66 euro/MWh e 73,02 euro/MWh.

Il 14 dicembre 2010 è stato pubblicato il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico recante disposizioni sull'importazione del contratto pluriennale per l'anno 2011. Il decreto ha fissato a 66,3 euro/MWh il prezzo di cessione per il primo trimestre, ha confermato la metodologia di aggiornamento per i trimestri successivi e, in continuità con il precedente decreto, ha riconosciuto all'AU la facoltà di non ritirare l'energia del contratto pluriennale, se non in coerenza con la propria previsione dei costi medi di approvvigionamento. L'AU ha confermato il ritiro dell'energia elettrica oggetto del contratto pluriennale per il 2011.

Certificati verdi

Il 9 febbraio 2010 il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) ha reso noto agli operatori il prezzo di riferimento dei certificati verdi (CV) per l'anno 2010: 112,82 euro/MWh, pari alla differenza tra 180 euro/MWh, valore fissato dalla Finanziaria 2008, e il valore medio nel 2009 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con la delibera ARG/elt n. 10/09. Inoltre, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro garantito dei CV rilasciati per le produzioni riferite agli anni 2007, 2008 e 2009 (a eccezione di quelli relativi a impianti di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento), pari a 88,91 euro/MWh. Tale valore corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul mercato del Gestore dei Mercati Energetici nel triennio 2007-2009.

L'art. 2, comma 3, della legge n. 72/10 ha abrogato il trasferimento dell'obbligo di immissione di una quota di energia rinnovabile nel sistema elettrico nazionale dai soggetti produttori o importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili ai soggetti che concludono con

Terna uno o più contratti di dispacciamento in prelievo. Tale trasferimento era stato stabilito dalla legge n. 99/09 (c.d. "Legge Sviluppo").
Con decreto del Ministro delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 2 marzo 2010, è stato stabilito nella misura dell'1,8 il coefficiente moltiplicativo valido per l'incentivazione mediante CV della produzione di energia elettrica da biomasse da filiera corta (prodotte entro un raggio di 70 chilometri dall'impianto di produzione dell'energia elettrica) e da biomasse da intesa di filiera (prodotte nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro di cui agli artt. 9 e 10 del decreto legislativo n. 102 del 2005).
La legge di conversione del decreto legge "Manovra Finanziaria" prevede all'art. 45 che, a decorrere dalle competenze dell'anno 2011, l'esborso sostenuto dal GSE per il ritiro dei CV in scadenza sia inferiore del 30% rispetto a quello relativo alle competenze dell'anno 2010. Tale provvedimento potrebbe essere abrogato in base a quanto stabilito dallo schema di decreto approvato dal Consiglio dei Ministri il 30 novembre 2010. In linea generale, lo schema di decreto è relativo al recepimento della direttiva comunitaria sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. Il testo è ora all'esame della Conferenza Unificata e delle Commissioni di Camera e Senato e sarà approvato definitivamente nel primo trimestre del 2011. In base a tale provvedimento il meccanismo di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sarà costituito, a partire dal 2013, da aste organizzate dal GSE per gli impianti di taglia maggiore di 5 MW e da tariffe incentivanti per gli impianti più piccoli e per tutti quelli alimentati da biocombustibili; è prevista una fase di transizione che vedrà una progressiva eliminazione del sistema dei CV.

Mercato

Codice di condotta commerciale

Con la delibera ARG/com n. 104/10 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha introdotto un Codice di Condotta Commerciale unico per la vendita di energia elettrica e gas, modificando e armonizzando le discipline già previste per i due settori. Tale codice – che definisce le regole cui gli operatori devono attenersi nella promozione delle offerte contrattuali – entrerà in vigore a partire dal 1° gennaio 2011.
Enel Energia ha presentato istanza di riesame all'AEEG e ricorso al TAR Lombardia impugnando il provvedimento nella parte in cui prevede un indennizzo automatico per il mancato rispetto della periodicità di fatturazione stabilita nel contratto di fornitura.
Con la delibera ARG/com n. 239/10 l'AEEG ha ridotto l'ammontare del suddetto indennizzo – originariamente posto in misura pari a 30 euro – a 20 euro posticipandone l'entrata in vigore a settembre 2011 e subordinandola, in ogni caso, alla conclusione di un nuovo processo di consultazione attraverso il quale verranno identificate le cause non imputabili alle imprese di vendita che non consentono il rispetto della periodicità di fatturazione. Enel Energia ha impugnato anche tale provvedimento.

Qualità commerciale della vendita

Con la delibera ARG/com n. 147/10 l'AEEG ha aggiornato il Testo Integrato della qualità dei servizi commerciali di vendita di energia elettrica e gas, introducendo regole più stringenti in capo ai venditori relativamente alla tempistica massima di trasmissione (due giorni lavorativi) delle richieste di prestazione ai distributori. A partire da luglio 2011, qualora non rispettino tale tempistica, i venditori dovranno corrispondere ai clienti un indennizzo di 30 euro.
Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico hanno presentato ricorso al TAR Lombardia impugnando tale provvedimento.

Energia elettrica

Servizio di vendita

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 21 ottobre 2010 e successiva delibera ARG/elt n. 182/10 è stato esteso da due a tre anni il prossimo periodo di erogazione del servizio di salvaguardia (2011-2013). Per tale periodo, in esito alle aste per l'assegnazione del servizio, su un totale di dodici aree incluse nel perimetro di gara, Enel Energia si è aggiudicata le isole maggiori, nonché le aree di Umbria e Marche, Basilicata e Calabria e della Campania. Il valore medio del premio offerto da Enel Energia nelle cinque aree aggiudicate è di circa 63,6 euro/MWh.
La delibera ARG/elt n. 22/10 ha introdotto un meccanismo di gradualità nell'applicazione dei corrispettivi biorari ai clienti domestici con misuratore riprogrammato per fasce per il periodo tra il 1° luglio 2010 (data di avvio del nuovo sistema di prezzi biorari, come posticipato dalla delibera ARG/elt n. 177/09) e il 31 dicembre 2011. Tale meccanismo è volto a fornire ai clienti domestici informazioni

relative alla differenza di costo dell'energia elettrica nelle due fasce individuate.

La legge del 13 agosto 2010 n. 129 ha istituito presso l'Acquirente Unico un Sistema Informativo Integrato (SII) basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali per la gestione dei flussi informativi scambiati tra gli operatori all'interno dei mercati energetici. L'AEEG, con la delibera ARG/com n. 201/10, ha definito i criteri generali di funzionamento e il modello organizzativo di tale sistema che, nella fase iniziale, avrà come oggetto la gestione del processo di *switching* e delle informazioni sui clienti inadempienti anche ai fini di un'eventuale sospensione della fornitura di tali clienti.

Tutela del credito

Con la delibera ARG/elt n. 33/10 l'AEEG ha definito il meccanismo di reintegrazione dei crediti rimasti in capo agli esercenti la maggior tutela che avevano transitoriamente svolto il servizio di salvaguardia nel periodo 1° luglio 2007 - 30 aprile 2008. La delibera ha stabilito che tali crediti siano riconosciuti al netto dei margini conseguiti dai singoli esercenti nello stesso periodo. Grazie a quanto disposto con la delibera n. 190/10, Enel Servizio Elettrico ha incassato il 31 dicembre 2010 un acconto di 91,1 milioni di euro, salvo successivo conguaglio da regolarsi a valle della chiusura dell'istruttoria per la quantificazione del margine, prevista nel 2011.

Con la delibera ARG/elt n. 219/10 l'AEEG ha definito i criteri generali e le modalità di funzionamento di un sistema innovativo denominato Sistema Indennitario (SI) introdotto con la delibera ARG/elt n. 191/09, al fine di contrastare il fenomeno della morosità dei clienti a seguito di *switching*. In particolare, il SI garantisce al venditore uscente – in caso di mancato incasso delle ultime fatture a seguito di *switching* del cliente alimentato in BT – un indennizzo pari alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura. Tale indennizzo verrà applicato dal nuovo venditore allo stesso cliente finale nei confronti del quale è maturato il credito iniziale scoraggiando quindi ulteriori comportamenti opportunistici. Il SI, a regime nel 2012, verrà introdotto già a partire da gennaio 2011 con modalità di funzionamento semplificate.

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 21 ottobre 2010 è stato istituito un apposito meccanismo di reintegro degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia relativi al mancato pagamento delle fatture da parte dei clienti finali non disalimentabili.

L'AEEG, con la delibera ARG/elt n. 182/10, ha avviato un procedimento per definire le modalità di funzionamento e i criteri di accesso a tale meccanismo di reintegro, che si concluderà entro il 30 settembre 2011.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il primo trimestre del 2010 sono state fissate dall'AEEG con le delibere ARG/elt n. 205/09 e ARG/com n. 211/09. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è stata fissata a 162,6 euro/MWh, con una riduzione del 2,2% rispetto al trimestre precedente. Alla base di tale variazione vi è la riduzione delle componenti PED (copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, -0,6 euro/MWh), PPE (copertura degli squilibri di perequazione relativi al 2008, -3,7 euro/MWh) e A4 (finanziamento dei regimi tariffari speciali, -0,3 euro/MWh), parzialmente bilanciata dall'incremento delle componenti UC1 (copertura del *deficit* di perequazione relativo agli anni precedenti al 2008, +1,5 euro/MWh) e A3 (incentivazione di fonti rinnovabili e assimilate, +0,8 euro/MWh).

L'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il secondo trimestre del 2010 con le delibere ARG/elt n. 41/10 e ARG/com n. 44/10. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è stata fissata a 157,7 euro/MWh, con una riduzione del 3,1% rispetto al trimestre precedente. Tale riduzione è stata causata dalla riduzione delle componenti PED (-0,5 euro/MWh) e A4 (-0,14 euro/MWh), e dall'azzeramento delle componenti PPE e UC1, parzialmente bilanciati dall'ulteriore incremento dalla componente A3 (+1,5 euro/MWh).

Con la medesima delibera ARG/elt n. 41/10 l'AEEG ha aggiornato, a decorrere dal 1° aprile 2010, il corrispettivo RCV a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, assicurando un gettito annuale in linea con quello dell'anno precedente.

Le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela per il terzo trimestre del 2010 sono state fissate con le delibere ARG/com n. 93/10 e ARG/elt n. 94/10, con cui l'AEEG ha definito una tariffa finale per il cliente domestico tipo pari a 156,8 euro/MWh, ridotta dello 0,5% rispetto al trimestre precedente, principalmente a causa della riduzione della componente PED (-1,8 euro/MWh), compensata dall'ulteriore incremento della componente A3 (+1,1 euro/MWh).

Per il quarto trimestre del 2010 l'AEEG ha definito le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela con le delibere ARG/com n. 151/10 e ARG/elt n. 152/10, che hanno fissato a 155,9 euro/MWh la tariffa finale per il

cliente domestico tipo, determinando una riduzione dello 0,5% rispetto al trimestre precedente, dovuta nuovamente all'intervento sulle componenti PED (-1,5 euro/MWh) e A3 (+0,4 euro/MWh).

Nel corso del 2010, quindi, la tariffa per il cliente domestico tipo si è ridotta di 6,7 euro/MWh, corrispondenti a una variazione negativa del 4,1%. Tale riduzione è stata causata principalmente dalla riduzione nel corso dell'anno di 8,8 euro/MWh delle componenti tariffarie afferenti alle attività di acquisto e vendita dell'energia (PED, PPE, UC1 e commercializzazione della vendita) per gli esercenti la maggior tutela, pari a una variazione negativa di 8,7 punti percentuali, in parte compensata dal continuo incremento della componente A3, finalizzata al finanziamento degli incentivi per le fonti rinnovabili e assimilate, incrementata di 3 euro/MWh, pari a una variazione positiva del 33,4%.

Nel mese di novembre 2010, con la delibera ARG/elt n. 192/10, l'AEEG ha chiuso l'istruttoria per la determinazione degli importi relativi al meccanismo di compensazione per i costi di commercializzazione della vendita sostenuti dagli esercenti la maggior tutela nel 2008. In esito a tale delibera Enel Servizio Elettrico e Vallenergie hanno incassato a dicembre rispettivamente 36,5 milioni di euro e 0,3 milioni di euro.

Per il primo trimestre del 2011 l'AEEG ha definito, con le delibere ARG/elt n. 232/10 e ARG/com n. 236/10, le condizioni economiche per il servizio di maggior tutela. La tariffa finale per il cliente domestico tipo è pari a 155,65 euro/MWh, con una riduzione dello 0,2% rispetto al trimestre precedente. In particolare, la componente PED, a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento, è stata incrementata di 3,7 euro/MWh e fissata a 89,83 euro/MWh. Tale incremento è stato però più che compensato dalle variazioni negative delle componenti PPE (-2,5 euro/MWh), A2 (copertura dei costi per lo smantellamento delle centrali nucleari dismesse, -0,6 euro/MWh) e As (copertura degli oneri relativi alla tariffa sociale -0,3 euro/MWh). Sul valore della tariffa finale per il cliente tipo per il primo trimestre del 2011 incide anche l'aggiornamento, con la delibera ARG/elt n. 228/10, delle tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2011, che, per tale tipologia di clienti, sono state ridotte di circa 0,3 euro/MWh.

Regole per la cessione dell'energia CIP 6 da parte del Gestore dei Servizi Energetici

Il decreto del 27 novembre 2009 del Ministro dello Sviluppo Economico, che disciplina le regole per la cessione dell'energia CIP 6, prevede una quantità assegnabile complessiva pari a 4.100 MW, di cui il 17% destinata all'Acquirente Unico in qualità di fornitore del mercato di maggior tutela. L'energia assegnata è ridotta in maniera proporzionale in caso di risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 da parte dei produttori che aderiranno volontariamente ai meccanismi previsti in attuazione dell'art. 30, comma 20, della legge n. 99/09. I prezzi di cessione dell'energia CIP 6 nei quattro trimestri del 2010 sono stati nell'ordine pari a 57 euro/MWh, 63,69 euro/MWh, 60,99 euro/MWh e 69,96 euro/MWh.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 dicembre 2009 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per pratiche commerciali scorrette (PS/5150) nei confronti di Enel Energia, contestando le modalità ingannevoli e aggressive con le quali il *contact center* della società prospetterebbe la procedura di cambio d'uso. Il 21 gennaio 2010 la società ha presentato alcuni impegni per giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 16 giugno 2010 l'AGCM ha deliberato l'accettazione degli impegni, chiudendo il procedimento senza sanzione.

Il 3 marzo 2010 l'AGCM ha avviato un procedimento per pratiche commerciali scorrette (PS/3317) nei confronti di Enel Energia. Le contestazioni dell'AGCM riguardano l'emissione di fatture con consumi di energia elettrica e gas stimati in eccesso rispetto a quelli effettivi e le asserite difficoltà riscontrate dai clienti nella comunicazione delle autoletture. Il 7 maggio 2010 Enel Energia ha presentato impegni allo scopo di giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 7 luglio 2010 il procedimento è stato esteso soggettivamente anche a Enel Servizio Elettrico, che ha presentato contestualmente impegni per giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 6 ottobre 2010 l'AGCM ha deliberato l'accettazione degli impegni, chiudendo il procedimento senza sanzione.

Il 6 maggio 2010 l'AGCM, a valle della sentenza del TAR Lazio n. 5290/09, ha avviato un procedimento (PS/1554B) per rideterminare le sanzioni irrogate il 16 ottobre 2008 a Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico nell'ambito del procedimento PS/1554, rispettivamente pari a 225.000 euro e 210.000 euro. La pratica contestata consisteva nell'addebito di interessi di mora per il pagamento tardivo da parte dei clienti di bollette recapitate quando il termine relativo era già scaduto. Il 28 luglio 2010 l'AGCM

ha notificato il provvedimento con cui ha rideterminato la sanzione nella misura rispettivamente di 125.000 euro per Enel Energia e di 110.000 euro per Enel Servizio Elettrico. Il 10 novembre 2010 Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico hanno presentato ricorso al TAR Lazio contro il suddetto provvedimento di rideterminazione.

Con la sentenza n. 2507/2010 il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'AEEG avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato ricorso al Consiglio di Stato per revocazione della suddetta sentenza n. 2507/2010, notificato ad AEEG in data 1° giugno 2010, nonché ricorso innanzi alla Corte Europea dei diritti dell'uomo.
A seguito dell'udienza del 1° febbraio 2011 si attende la sentenza del Consiglio di Stato sul ricorso per revocazione.

Con la delibera VIS n. 93/09 l'AEEG ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di alcune imprese di vendita di energia elettrica, tra cui Enel Energia, per accertare la violazione dei propri provvedimenti in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione.
A conclusione dell'istruttoria, con la delibera VIS n. 109/10, l'AEEG ha irrogato a Enel Energia una sanzione amministrativa pari complessivamente a 872.000 euro.

Il 21 e il 22 settembre 2010 si è svolta la verifica ispettiva sulla gestione dei reclami e delle richieste scritte di informazioni di Enel Servizio Elettrico (relative al secondo semestre del 2009), approvata dall'AEEG con la delibera VIS n. 28/10. Relativamente ad alcune risposte ai reclami (oggetto di verifica a campione) l'AEEG ha rilevato alcune non conformità che Enel Servizio Elettrico in sede di ispezione ha ufficialmente contestato. Il 28 settembre 2010 l'AEEG ha comunicato gli esiti della verifica in base ai quali è stata applicata una penalità di circa 8 milioni di euro. Enel Servizio Elettrico ha comunicato all'AEEG di non accettare l'esito del controllo e ha impugnato la relativa comunicazione. Successivamente l'AEEG, con la delibera VIS n. 143/10, ha approvato una nuova verifica ispettiva nei confronti di Enel Servizio Elettrico al fine di valutare la piena attuazione del "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale" e procedere a un nuovo esame degli esiti della verifica effettuata sulla base della VIS n. 28/10. Enel Servizio Elettrico ha impugnato con motivi aggiunti anche tale provvedimento.

L'AEEG, con la delibera VIS n. 166/10 del 24 novembre 2010, ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Servizio Elettrico per accertare violazioni relative al servizio telefonico commerciale.
Con la delibera VIS n. 175/10 l'AEEG ha chiuso con azioni prescrittive l'istruttoria conoscitiva VIS n. 46/10 avviata a giugno al fine di valutare le modalità di erogazione del regime dello scambio sul posto.
Con la delibera VIS n. 176/10 è stato inoltre emesso un ordine di cessazione di condotta lesiva del diritto degli utenti dello scambio nei confronti del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), venditori e distributori, prevedendo l'invio di almeno il 99% dei dati di misura, anagrafica e fatturato relativi al 2009 entro i termini stabiliti, pena l'apertura automatica di procedimenti sanzionatori. Con la delibera ARG/elt n. 226/10 l'AEEG ha infine introdotto una serie di semplificazioni per migliorare lo scambio di dati tra operatori e GSE e le modalità di calcolo degli acconti periodici rilasciati dal GSE.

Gas

Testo Integrato Vendita Gas

Nel corso del 2009 l'AEEG ha approvato il Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) con cui ha definito l'assetto delle tutele e la struttura delle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali del mercato del gas naturale.
Con la delibera ARG/gas n. 64/10 l'AEEG ha prorogato al 30 settembre 2011 la scadenza della tutela di categoria che prevede il riconoscimento delle condizioni economiche di fornitura definite dall'AEEG per i clienti non domestici con consumi inferiori a 200.000 m^3/anno che non abbiano mai scelto un fornitore sul mercato libero.
Con la delibera ARG/gas n. 153/10 l'AEEG ha inoltre prorogato di sei mesi, fino al 30 giugno 2011, il valore della componente di remunerazione dei costi di commercializzazione al dettaglio (QVD), attualmente pari a circa 43 euro per ogni cliente servito.

Tariffe e aggiornamenti tariffari

Con la delibera ARG/gas n. 207/09 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre del 2010, definendo un prezzo pari

a 69,34 centesimi di euro/m^3, con un incremento del 2,8% rispetto al trimestre precedente.
Con la delibera ARG/gas n. 42/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il secondo trimestre del 2010, definendo un prezzo pari a 71,81 centesimi di euro/m^3, con un incremento del 3,6% rispetto al trimestre precedente.
Con la delibera ARG/gas n. 47/10 l'AEEG ha avviato un procedimento per la modifica delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela e, successivamente, con la delibera ARG/gas n. 89/10, ha ridotto la componente QE (a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima) del 7,5% rispetto ai valori previsti utilizzando la formula in vigore, a decorrere da ottobre 2010 e fino a settembre 2011. Con la medesima delibera l'AEEG ha avviato inoltre un monitoraggio del mercato per valutare eventuali ulteriori interventi, da effettuare entro febbraio 2011, per modifiche della QE successive a settembre 2011. Enel Energia ed Enel Trade hanno presentato ricorso avverso tale provvedimento. Si attende la fissazione dell'udienza.
Con la delibera ARG/gas n. 95/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il terzo trimestre del 2010, definendo un prezzo pari a 74,13 centesimi di euro/m^3, con un incremento del 3,2% rispetto al trimestre precedente.
Con la delibera ARG/gas n. 153/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il quarto trimestre del 2010, definendo per il cliente domestico tipo (consumo annuale di 1.400 metri cubi) un prezzo pari a 74,07 centesimi di euro/m^3, con una riduzione dello 0,1% rispetto al trimestre precedente.
Nel corso del 2010 si è registrato un aumento del prezzo del gas per il cliente domestico tipo pari al 7%. L'aumento della componente materia prima è invece stato pari al 18%.
Con la delibera ARG/gas n. 233/10 l'AEEG ha aggiornato le condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il primo trimestre del 2011, definendo per il cliente domestico tipo un prezzo pari a 75 centesimi di euro/m^3, con un incremento dell'1,3% rispetto al trimestre precedente.
Con la sentenza n. 347/2011 il TAR Lombardia ha accolto il ricorso di Enel Energia contro la delibera ARG/gas n. 106/09 sul meccanismo di compensazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la vendita, in conseguenza della rimozione della soglia di invarianza stabilita dall'AEEG a partire dal 1° gennaio 2009.

Fornitore di ultima istanza (FUI)

Con la delibera ARG/gas n. 131/10 l'AEEG ha definito la procedura per l'individuazione da parte dell'Acquirente Unico dei fornitori di ultima istanza di gas naturale per l'anno termico 2010-2011; tali fornitori garantiscono la continuità del servizio ai clienti domestici, a imprese del settore terziario allacciate alla rete di distribuzione e ai restanti clienti non domestici con consumi annui inferiori ai 200.000 metri cubi che si trovino temporaneamente senza fornitore. Il 21 settembre 2010 l'Acquirente Unico ha pubblicato la graduatoria dei fornitori di ultima istanza per le quattro diverse aree di gara. Enel Energia, risultata seconda in tutte le suddette aree, assumerà le funzioni di FUI nel caso in cui il primo fornitore in graduatoria esaurisca i quantitativi di gas messi a disposizione per svolgere tali funzioni.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 febbraio 2010 Enel Energia ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR Lazio dell'8 settembre 2009 che ha rigettato il ricorso di Enel Energia avverso il provvedimento AGCM PS/1874 del 3 dicembre 2008. La pratica contestata dall'AGCM consisteva nella mancata lettura e verifica dei gruppi di misura e nell'emissione di fatture presuntive calcolate in base a criteri non precisati.
Con la delibera VIS n. 92/10 l'AEEG ha avviato un procedimento nei confronti di Enel Energia per accertare violazioni in materia di tariffe obbligatorie di distribuzione del gas.
Oggetto della contestazione è la mancata applicazione da parte di Enel Energia dei corrispettivi relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, approvati dall'AEEG con la delibera ARG/gas n. 79/09, sulle bollette emesse fino a giugno 2010.

Generazione ed Energy Management

Energia elettrica

Virtual Power Plant in Sardegna

L'art. 30, comma 9, della legge n. 99/09 del 23 luglio 2009 prevede l'adozione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) – sulla base di indirizzi del Ministro dello Sviluppo Economico – di misure temporanee finalizzate ad ampliare l'offerta di energia elettrica nella regione Sardegna.

Conseguentemente, l'AEEG ha previsto, con la delibera ARG/elt n. 115/09, la cessione di capacità virtuale nel periodo 2010-2014 per un totale rispettivamente di 225 MW per Enel e di 150 MW per E.ON, tramite la stipula di contratti differenziali (a una/due vie a scelta del produttore) riferiti al Prezzo Unico Nazionale con controparti selezionate attraverso procedure concorsuali. La delibera stabilisce che almeno il 10% della capacità virtuale totale sia ceduta tramite la conclusione di contratti di durata quinquennale (2010-2014) e che gli operatori cedenti possano definire un premio minimo di assegnazione. L'asta per l'assegnazione dei contratti di durata quinquennale (23 MW) e dei contratti relativi all'anno 2010 (202 MW) si è svolta il 15 ottobre 2009 e si è conclusa con l'assegnazione dell'intera capacità oggetto della cessione. Con la delibera ARG/elt n. 146/10 l'AEEG ha approvato il premio di riserva per la procedura concorsuale di cessione dei *Virtual Power Plant* per il 2011. L'asta si è tenuta il 28 settembre 2010 e si è conclusa con la piena assegnazione della capacità oggetto della cessione.

Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 29 aprile 2009 è operativo, dal 1° gennaio 2010, il nuovo Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), che prevede una fase di programmazione (il giorno precedente la consegna dell'energia elettrica) e un mercato di bilanciamento in tempo reale articolato in cinque sessioni, con la possibilità per gli operatori di aggiornare le proprie offerte in termini di quantità e prezzo.

Il 1° gennaio 2011 è stata attuata l'integrazione tra il Mercato Infragiornaliero e il MSD, prevedendo due nuove sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) nel tempo reale.

Con la delibera ARG/elt n. 211/10 l'AEEG ha stabilito a decorrere dal 1° gennaio 2011 il superamento delle disposizioni contenute nella delibera n. 165/06, laddove si disponeva che non fossero remunerate le offerte accettate da Terna nella fase di programmazione e poi revocate nel mercato di bilanciamento in tempo reale.

Unità Essenziali per la Sicurezza del Sistema Elettrico (UESS)

Il 23 giugno 2009 si è svolta l'udienza al Consiglio di Stato relativa al ricorso dell'AEEG contro la sentenza del TAR che ha disposto l'annullamento della delibera ARG/elt n. 97/08 che prevedeva l'assoggettamento al regime delle unità essenziali di tutti gli impianti situati in Sicilia e Sardegna. Nel medesimo giudizio Enel Produzione aveva chiesto il risarcimento dei danni. L'11 maggio 2010 sono state pubblicate le motivazioni della sentenza con cui il Consiglio di Stato ha condannato Terna al risarcimento dei danni a favore di Enel Produzione, alla luce dei criteri indicati nella relazione depositata dalla stessa Terna. Il danno, recentemente riconosciuto da Terna e comprensivo di interessi e rivalutazioni, ammonta a circa 3,6 milioni di euro.

Con la delibera ARG/elt n. 52/09, ai sensi dell'art. 3, comma 11, della legge n. 2/09, l'AEEG ha ridefinito la disciplina degli impianti essenziali, applicata a partire dal 1° gennaio 2010, prevedendo:

> l'individuazione da parte di Terna degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e loro raggruppamenti, da assoggettare alla nuova disciplina con vincoli di offerta su MGP/MI e MSD;
> la possibilità, per i titolari di impianti essenziali, di essere esentati dal regime amministrato mediante la conclusione di contratti a termine con Terna.

Enel Produzione ha impugnato la delibera n. 52/09. Il 28 aprile 2010 il TAR Milano ha disposto la sospensione del giudizio, rinviando la questione alla Corte di Giustizia della Commissione Europea.

Con la delibera ARG/elt n. 162/09 l'AEEG ha definito i parametri dei contratti a termine per l'anno 2010, alternativi al regime delle unità essenziali, ai quali Enel ha aderito in data 13 novembre 2009.

Con le delibere ARG/elt n. 161/10 e n. 180/10 l'AEEG ha fissato i criteri per la determinazione dei corrispettivi da riconoscere agli impianti essenziali a decorrere dall'anno 2011.

Con la delibera ARG/elt n. 162/10 l'AEEG ha definito i nuovi parametri contrattuali per l'anno 2011.

Enel Produzione, per ottemperare agli obblighi di essenzialità per il 2011, ha richiesto e ottenuto l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi di produzione per gli impianti di Porto Empedocle, Augusta, Bari e Sulcis, e ha sottoscritto i contratti a termine con Terna per la restante quota di potenza essenziale.

Terna ha rideterminato il corrispettivo a copertura dei costi variabili spettante alle unità produttive qualificate come essenziali nel periodo novembre 2005 - dicembre 2009.

Capacity payment

Con riferimento alla remunerazione della disponibilità produttiva, nell'anno 2009 si è verificata, per la seconda volta dall'avvio del meccanismo del *capacity payment* (2004), la condizione per l'erogazione dell'ulteriore corrispettivo di cui all'art. 36 dell'Allegato A alla delibera

n. 48/04. I ricavi conseguiti nel 2009 dai produttori nei mercati borsistici sono stati infatti inferiori a un livello di riferimento individuato convenzionalmente dall'AEEG e ciò ha comportato l'erogazione, nell'anno 2010, di una quota ulteriore del corrispettivo di *capacity payment* in favore di Enel Produzione.

Con la delibera ARG/elt n. 166/10 l'AEEG ha modificato, retroattivamente a decorrere dal 2010, il meccanismo di calcolo dell'ulteriore corrispettivo, nell'intento di valorizzare la localizzazione della capacità resa disponibile, prevedendo un sistema volto a remunerare maggiormente i produttori con capacità installata prevalentemente in zone di mercato a bassa redditività. Enel Produzione ha presentato ricorso al TAR Lombardia avverso tale delibera.

Nel mese di dicembre Terna ha erogato a Enel Produzione lo specifico corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, di cui all'art. 35 della delibera n. 48/04, relativo all'anno 2010, corrispondente a un importo di circa 35 milioni di euro.

Oneri certificati verdi per la fornitura del mercato vincolato nel periodo 2001-2004

È attesa l'udienza del Consiglio di Stato sul ricorso in appello dell'AEEG avverso il riconoscimento a Enel Produzione degli oneri relativi all'acquisto dei certificati verdi per l'energia elettrica da fonti non rinnovabili destinata alla fornitura del mercato vincolato nell'anno 2003.

In merito al ricorso presentato dall'AEEG al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR sul riconoscimento degli oneri relativi all'acquisto di certificati verdi sostenuti da Enel Produzione per la produzione da impianti idroelettrici di pompaggio negli anni 2001 e 2002, in data 4 novembre 2009 il Consiglio di Stato ha emesso un decreto di perenzione per inattività della parte. Con ordinanza del 5 febbraio 2010 il Consiglio di Stato ha respinto il ricorso dell'AEEG di opposizione al decreto di perenzione. La sentenza del TAR Lombardia favorevole a Enel Produzione è pertanto confermata.

Istruttorie e indagini conoscitive

Il 2 febbraio 2010 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha aperto un procedimento per abuso di posizione dominante (A/423) nei confronti di Enel Produzione ed Enel SpA per presunti comportamenti anticoncorrenziali tenuti nel mercato della vendita all'ingrosso dell'energia elettrica della macrozona Sicilia. Il 3 maggio 2010 Enel Produzione ha presentato alcuni impegni per giungere alla chiusura anticipata del procedimento senza accertamento di infrazione. Il 9 agosto 2010 gli impegni sono stati pubblicati sul sito dell'AGCM per il *market test*, che si è concluso il 27 settembre 2010. Il 30 dicembre 2010 l'AGCM ha notificato l'accettazione degli impegni presentati, chiudendo il procedimento senza accertamento di infrazione e conseguente irrogazione di sanzione.

Emission Trading

Il 28 aprile 2010, con delibera n. 9/2010, il Comitato ETS ha assegnato integralmente le quote di emissione residue della Riserva Nuovi Entranti a favore dei nuovi impianti entrati in esercizio fino ad aprile 2009, per un totale di circa 21,7 Mton. Di questi, circa 1 milione è stato assegnato a Enel Produzione per il ripristino di un'unità di Termini Imerese (per l'intero periodo 2008-2012) e per le emissioni del primo gruppo di Torrevaldaliga Nord per il periodo di avviamento relativo al primo semestre del 2009. Sono state invece escluse le assegnazioni per coprire il restante fabbisogno di Torrevaldaliga Nord, così come numerosi impianti di altri operatori, perché entrati in funzione successivamente al periodo considerato.

Per ovviare all'esaurimento della Riserva Nuovi Entranti, il Governo, in base all'impegno già affermato in sede di Decisione di Assegnazione per il periodo 2008-2012, ha adottato il decreto legge 20 maggio 2010, n. 72, che prevede un rimborso *ex post* delle quote di emissione, a valori di mercato, per gli impianti nuovi entranti esclusi dall'assegnazione. Il rimborso – per un fabbisogno di quote stimato in circa 42 Mton – sarà finanziato attraverso parte dei proventi delle aste per l'allocazione delle quote nella Fase 3 dell'ETS (ossia post-2012).

La conversione in legge del decreto è stata approvata dal Parlamento con legge n. 111 del 19 luglio 2010. In attuazione della legge, il Comitato ETS, con delibera n. 16/2010, ha definito le quote spettanti per il rimborso, per gli impianti entrati in funzione nel 2009 e per i quali sono state concluse le istruttorie: per Torrevaldaliga Nord i permessi da rimborsare ammontano a 9,6 Mton, relativi al primo gruppo e al periodo di avviamento del secondo gruppo. Seguiranno ulteriori delibere per definire le quote oggetto di rimborso per gli impianti entrati in funzione successivamente. Infine, l'AEEG ha definito i metodi di calcolo dei prezzi di riferimento per il rimborso con la delibera n. 117/2010, e in base a tale metodologia, con la successiva delibera n. 194/10, ha stabilito i crediti spettanti per il 2009 (30,2 milioni di euro per Enel).

In vista della pubblicazione del bando comunitario nel quadro della decisione "NER 300", il Comitato ETS ha, con

la delibera n. 23/2010, approvato l'invito alla manifestazione di interesse da parte di progetti siti sul territorio nazionale potenzialmente finanziabili. Ciò ai fini di una ricognizione in vista della pre-selezione che gli Stati Membri devono effettuare tra le domande di finanziamento da "candidare" per il bando NER 300. Enel ha presentato la manifestazione di interesse per il progetto di Porto Tolle.
Le emissioni prodotte da Enel Produzione al 31 dicembre 2010 sono state pari a 34,49 Mton; considerando che le quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione (comprensive delle quote gratuite rilasciate nel 2009) risultano pari a 38,82 Mton, non si evidenzia alcun *deficit*.

Gas

Promozione di investimenti in stoccaggio

Con il decreto legislativo n. 130 del 13 agosto 2010 il Governo ha adottato misure volte a incrementare l'offerta di capacità di stoccaggio al fine di incrementare la flessibilità del mercato del gas e consentire ai clienti di sfruttare il differenziale di prezzo del gas che si registra tra i periodi invernale ed estivo. In particolare, il provvedimento prevede l'obbligo per Eni di realizzare 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio nel corso dei prossimi anni. Tale obbligo è alternativo a quello di nuove procedure di *gas release*. La nuova capacità di stoccaggio è riservata ai clienti industriali *gas intensive* e ai consorzi di piccole e medie imprese per 3 miliardi di metri cubi e alle imprese termoelettriche per 1 miliardo di metri cubi. Previste inoltre misure finalizzate a riconoscere ai clienti industriali *energy intensive* e alle PMI i benefíci degli stoccaggi futuri fin dall'anno termico 2010-2011; l'AEEG, con la delibera ARG/gas n. 193/10, ha definito le modalità per l'accesso a tali misure anticipatorie.
Il decreto legislativo prevede, infine, meccanismi di incentivazione allo sviluppo di nuovi siti di stoccaggio anche per soggetti diversi da Eni, per quantità ulteriori fino a 4 miliardi di metri cubi.
Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 31 gennaio 2011 è stato approvato il piano di investimento in siti di stoccaggio proposto da Eni; il piano prevede l'ingresso graduale di nuova capacità (ampliamento di siti esistenti e realizzazione di un nuovo sito a Bordolano) entro il termine ultimo del 1° settembre 2015.

Tariffe di trasporto e misura gas

Con la delibera ARG/gas n. 176/10 l'AEEG ha stabilito la modalità di compensazione delle partite economiche derivanti dall'uso di corrispettivi tariffari definiti su un numero di aree inferiori rispetto a quello utilizzato per il conferimento della capacità di trasporto dell'anno termico 2009-2010. La compensazione riguarda il periodo gennaio-settembre 2010.
A fine 2009, con la delibera ARG/gas n. 184/09, l'AEEG ha definito le tariffe per il servizio di trasporto e di misura relative al periodo 2010-2013 modificando in parte il modello tariffario valido nel precedente periodo regolatorio. Successivamente, con la delibera ARG/gas n. 192/09, l'AEEG ha definito le nuove modalità di allocazione agli utenti di tutte le partite di gas non oggetto di misura sulla rete di trasporto, tra cui rientra anche il gas non contabilizzato. Sulla base di tali provvedimenti l'AEEG ha quindi approvato, con la delibera ARG/gas n. 198/09, le tariffe di riferimento per l'anno 2010 prevedendo un incremento delle tariffe di trasporto maggiore rispetto alla media nazionale per gli utenti che importano gas dai punti di ingresso alla rete.
Ad aprile 2010 Enel Trade ha presentato ricorso avverso le delibere ARG/gas n. 184/09, n. 192/09 e n. 198/09.
In attesa di fissazione d'udienza, con la delibera ARG/gas n. 218/10, l'AEEG ha approvato le tariffe di trasporto e misura valide per l'anno 2011. Enel Trade ha impugnato anche tale provvedimento.

Borsa del gas e mercato giornaliero del bilanciamento

L'art. 30 della legge n. 99/09 del 23 luglio 2009 ha previsto l'affidamento al Gestore dei Mercati Energetici (GME) della gestione economica del mercato del gas naturale (Borsa gas) secondo una disciplina predisposta dal GME stesso e approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico e l'assunzione da parte del GME delle offerte di acquisto e vendita del gas secondo criteri di merito economico.
Ai sensi dell'art. 30, comma 2, il Ministro dello Sviluppo Economico, con proprio decreto del 18 marzo 2010, ha definito le modalità di gestione da parte del GME, a decorrere dal 10 maggio 2010, degli scambi relativi alle quote di gas importato da Paesi extra UE soggette a obbligo di offerta, disciplinate poi dalla delibera ARG/gas n. 58/10, e ha previsto la futura assunzione da parte del GME del ruolo di controparte centrale. Con decreto del 6 agosto 2010 il Ministro dello Sviluppo Economico ha previsto la cessione, nella piattaforma gestita dal GME, delle *royalty* dovute allo Stato dai produttori di gas naturale in Italia, disciplinate dalla delibera ARG/gas n. 132/10. La piattaforma gas avviata il 10 maggio 2010 per lo scambio di quote

import e *royalty* prevedeva l'offerta di prodotti mensili/annuali senza assunzione del ruolo di controparte da parte del GME.
Il 10 dicembre 2010 il GME ha avviato la Borsa gas per lo scambio di prodotti *spot*, assumendo il ruolo di controparte centrale.
L'AEEG a dicembre 2010 ha posto in consultazione i propri orientamenti per l'introduzione di un mercato del bilanciamento gas e la regolazione delle partite fisiche ed economiche tra i soggetti coinvolti (DCO n. 45/10 e DCO n. 46/10).

Criteri di allocazione

Con la delibera ARG/gas n. 62/09 l'AEEG ha avviato un procedimento per la revisione dei criteri di allocazione dei quantitativi di gas tra gli utenti dei punti di riconsegna condivisi del sistema di trasporto. L'attuale procedura, definita dall'art. 29 della delibera n. 138/04 e prorogata una prima volta al 30 settembre 2010, è stata ulteriormente differita al 30 settembre 2011 con la delibera ARG/gas n. 27/10.
Con la stessa delibera l'AEEG ha definito una nuova modalità di calcolo delle allocazioni giornaliere dei quantitativi di gas prelevati dai clienti non misurati giornalmente. Tale modalità, valida per il periodo ottobre 2010 - settembre 2011, sarà applicata anche ai fini del ricalcolo dei corrispettivi di trasporto e stoccaggio pagati dagli utenti per il periodo 1° ottobre 2007 - 30 settembre 2010.
I conguagli relativi agli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 saranno incassati entro febbraio 2011. I conguagli per l'anno termico 2009-2010 saranno effettuati entro i primi mesi del 2011.

Rettifiche tardive dei dati di misura

Con la delibera ARG/gas n. 182/09 l'AEEG ha definito i criteri di liquidazione delle partite economiche derivanti da rettifiche tardive dei dati di misura di clienti finali diretti della rete di trasporto. Con la delibera ARG/gas n. 70/10 l'ambito di applicazione è stato esteso ai *city-gate* condivisi nei casi in cui le rettifiche tardive non comportino riallocazioni. Da luglio 2010 saranno previste sessioni di *netting* semestrali a un prezzo mensile regolato a copertura dei costi di materia prima e trasporto.

Copertura degli oneri tariffa sociale gas e misure di efficienza energetica

Con la delibera ARG/gas n. 177/10 l'AEEG ha previsto, dal 1° gennaio 2011, l'applicazione, per i clienti finali allacciati alla rete di trasporto, dei corrispettivi GS_T e RE_T destinati a finanziare, rispettivamente, il Conto per la compensazione della "tariffa sociale gas" e il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico nel settore gas.
Con la delibera ARG/com n. 236/10 l'AEEG ha definito i valori delle suddette componenti per il trimestre gennaio-marzo 2011, pari rispettivamente a 0,1714 centesimi di euro/m^3 per il corrispettivo GS_T e 0,5138 centesimi di euro/m^3 per il corrispettivo RE_T.

Misure per fronteggiare l'emergenza gas

Con decreto del 28 dicembre 2010 il Ministro dello Sviluppo Economico, rivedendo alcune delle condizioni introdotte con proprio provvedimento del settembre 2007, ha definito le modalità di partecipazione all'obbligo di contenimento dei consumi di gas per l'anno termico 2010-2011.
In particolare, è stata confermata la partecipazione dei produttori di energia elettrica al meccanismo attraverso la corresponsione di un contributo economico, definito con la delibera ARG/gas n. 1/11, destinato a finanziare gli incentivi a favore dei soggetti tenuti al rispetto dell'obbligo di contenimento.

Infrastrutture e Reti

Tariffe di distribuzione

Con la delibera ARG/elt n. 203/09 del 29 dicembre 2009 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha aggiornato le tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2010, incrementandone il valore medio unitario del 3,1% rispetto al 2009.
La delibera ARG/elt n. 227/10 ha definito gli importi di perequazione dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici nel 2008; tale perequazione ha determinato un importo nullo per Enel Distribuzione, poiché il differenziale tra costi e ricavi per la commercializzazione è risultato inferiore alla specifica franchigia definita nel Testo Integrato delle Tariffe.
Con la delibera ARG/elt n. 228/10 l'AEEG ha aggiornato, sulla base dei criteri stabiliti con la delibera n. 348/07 relativa al periodo regolatorio 2008-2011, le tariffe di distribuzione e misura per l'anno 2011 riducendone il valore medio unitario dell'1% rispetto al 2010.

Continuità del servizio

Con la delibera ARG/elt n. 205/10 l'AEEG ha determinato i recuperi di continuità del servizio di distribuzione conseguiti nell'anno 2009, assegnando al contempo premi e penalità sulla base dei livelli *standard* stabiliti dalla regolazione incentivante della qualità. In questo senso l'AEEG ha dato mandato alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico di regolare l'importo netto tra premi e penali, pari a 54,7 milioni di euro, in favore di Enel Distribuzione.
Con la delibera ARG/elt n. 99/10 l'AEEG ha modificato, con decorrenza 1° luglio 2010, alcuni aspetti relativi alla valorizzazione dei servizi di mitigazione delle disalimentazioni sulla rete AT forniti dalle imprese di distribuzione a Terna. In particolare, l'AEEG ha introdotto un principio di valorizzazione del servizio decrescente rispetto alla durata dello stesso e una differenziazione dei corrispettivi riconosciuti per il servizio di mitigazione reso sulla rete TELAT.

Connessioni attive alla rete

Con la delibera ARG/elt n. 125/10 pubblicata lo scorso agosto l'AEEG ha modificato il Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA). In particolare, l'AEEG ha introdotto procedure puntuali per rafforzare il coordinamento tra i gestori di rete e, inoltre, per contrastare i fenomeni speculativi associati alla prenotazione della capacità di rete, ha previsto un sistema di garanzie che il produttore deve presentare al gestore di rete nei casi di connessioni in "aree critiche". Le nuove disposizioni sono in vigore dal 1° gennaio 2011, a eccezione di quelle relative alle garanzie per le richieste di connessione in corso, efficaci, invece, dalla data di pubblicazione del provvedimento.
Il 13 gennaio, a seguito dei ricorsi presentati da alcuni produttori, il TAR Lombardia ha sospeso le disposizioni relative alle garanzie. L'udienza di merito si terrà il 30 giugno.
Con la delibera ARG/elt n. 225/10 l'AEEG ha definito, in attuazione dell'art. 15, comma 1, lettera c) del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 6 agosto 2010, gli indennizzi automatici che il gestore di rete deve corrispondere ai proprietari di impianti fotovoltaici nei casi in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione comporti la perdita del diritto alla tariffa incentivante. In particolare, l'importo dell'indennizzo, da corrispondere entro tre anni dalla data di ricevimento della richiesta, aumenta nei casi in cui il ritardo imputabile al gestore di rete supera i 25 giorni.
Enel Distribuzione ha presentato ricorso al TAR Lombardia impugnando tale delibera.

Istruttorie e indagini conoscitive

L'AEEG, con la delibera VIS n. 1/10, ha avviato un'istruttoria formale nei confronti di Enel Distribuzione per accertare la violazione di disposizioni in materia anagrafica dei punti di prelievo, ovvero di norme che regolano il flusso informativo relativo agli utenti del dispacciamento.
Con la delibera VIS n. 162/10 l'AEEG ha avviato un procedimento nei confronti di Enel Rete Gas per accertare la violazione di disposizioni in materia di misura del trasporto del gas naturale presso i punti di consegna della propria rete.
Con la delibera VIS n. 110/08 del 12 dicembre 2008 l'AEEG aveva contestato a Enel Rete Gas la violazione nell'anno 2007 dell'obbligo di arrivare sul luogo di intervento entro 60 minuti dalla chiamata per almeno il 90% delle chiamate in relazione a due impianti (Fraconalto e Casaleggio Boiro). Con la delibera VIS n. 33/10 l'AEEG ha concluso il procedimento irrogando a Enel Rete Gas una sanzione pari a 450.000 euro. Enel Rete Gas ha presentato ricorso al TAR.
Si attende la sentenza del TAR Lombardia a seguito dell'udienza del 3 febbraio 2011.
Con la delibera VIS n. 17/11 del 9 febbraio 2011 l'AEEG ha irrogato a Enel Distribuzione una sanzione pari a 920.000 euro a valle della chiusura dell'istruttoria avviata con la delibera VIS n. 171/09 per accertare gli errori nell'identificazione dei punti di interconnessione con la Rete di Trasmissione Nazionale e nella determinazione dei dati necessari ai fini della quantificazione dei corrispettivi per il servizio di dispacciamento.

Efficienza energetica

Al fine di consentire la copertura dei costi sostenuti per adempiere all'obbligo di risparmio energetico relativo all'anno 2009, con la delibera EEN n. 12/10 l'AEEG ha stabilito il pagamento del contributo tariffario in favore delle imprese di distribuzione. In esito a tale provvedimento Enel Distribuzione ha incassato circa 93 milioni di euro.
Con la delibera EEN n. 17/10 l'AEEG ha fissato a 93,68 euro/Tep il valore unitario del contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2011.
Con la delibera EEN n. 18/10 l'AEEG ha determinato gli obiettivi specifici di efficienza energetica in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale per l'anno 2011. In particolare, a Enel Distribuzione è stato assegnato un

obiettivo di 2,6 Mtep, pari a circa il 50% dell'obiettivo complessivo nazionale.

Auto elettrica

Con la delibera ARG/elt n. 56/10 l'AEEG ha avviato un processo di interventi regolatori finalizzati a consentire la diffusione dell'auto elettrica. In particolare, grazie alle novità introdotte dalla delibera, è possibile richiedere l'attivazione di più punti di fornitura destinati all'alimentazione di auto elettriche nelle abitazioni private, negli spazi condominiali o in aree aziendali dedicate. A tali punti di ricarica sarà applicata la tariffa di trasporto per gli usi diversi dall'abitazione in bassa tensione (UDA BT). Con la medesima delibera l'AEEG ha inoltre previsto la possibilità di utilizzare per la ricarica di veicoli elettrici anche le forniture dedicate all'alimentazione delle pompe di calore.
La predisposizione del primo quadro di regole abilitanti per lo sviluppo della mobilità elettrica è stato integrato con la delibera ARG/elt n. 242/10, con la quale l'AEEG ha introdotto alcune modifiche al quadro regolatorio che consentiranno la sperimentazione di diversi modelli organizzativo-funzionali per la ricarica in ambito pubblico dei veicoli elettrici.

Smart grid

Con la delibera ARG/elt n. 39/10 l'AEEG ha definito i criteri di selezione degli investimenti in progetti pilota relativi alle *smart grid*, i quali, secondo quanto già stabilito dal Testo Integrato Tariffe (Allegato A alla delibera n. 348/07), godranno di una maggiorazione del tasso di remunerazione riconosciuto ai fini tariffari.

Energie Rinnovabili

Italia

Piano di Azione Nazionale

Per quanto riguarda gli adempimenti relativi alla direttiva europea n. 28/2009 sullo sviluppo delle energie rinnovabili, il Ministero dello Sviluppo Economico ha inviato alla Commissione Europea, in data 28 luglio 2010, il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili. Tale piano stabilisce la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo tra i settori elettrico, termico e trasporti; in particolare, per il settore elettrico, il piano prevede che le fonti rinnovabili contribuiscano per circa il 26% ai consumi finali lordi di elettricità.

Legge comunitaria 2009

La legge del 4 giugno 2010, n. 96 "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2009" stabilisce i criteri di delega per l'attuazione della direttiva n. 28/2009 sullo sviluppo delle fonti rinnovabili. Tra questi si segnalano in particolare:

> la promozione congiunta di efficienza energetica e utilizzo delle fonti rinnovabili;
> l'integrazione delle fonti rinnovabili nelle reti di trasporto e distribuzione dell'energia anche attraverso il sostegno alle *smart grid*;
> l'adeguamento del sistema degli incentivi mediante l'armonizzazione e il riordino delle disposizioni previste dalla Legge Sviluppo e dalla Finanziaria relativa al 2008.

Il recepimento della direttiva in questione verrà completato tramite l'emanazione, nel primo trimestre del 2011, dello schema di decreto legislativo approvato dal Consiglio dei Ministri il 30 novembre 2010.

Conto Energia e linee guida

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010 ("Nuovo Conto Energia") sono state stabilite le modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare per gli impianti che entreranno in esercizio nel triennio 2011-2013. Il nuovo Conto Energia fissa un obiettivo nazionale di potenza cumulata da installare al 2020 pari a 8 GW e prevede un limite alla potenza incentivabile tramite le tariffe definite dallo stesso decreto pari a: 3 GW per gli impianti solari fotovoltaici, 300 MW per impianti integrati con caratteristiche innovative e 200 MW per gli impianti a concentrazione. La legge n. 129/10 ha stabilito che agli impianti realizzati entro la fine del 2010 e che entreranno in esercizio entro il 30 giugno 2011 si applicheranno le tariffe stabilite dal precedente decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2007.
Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010 sono state emanate, inoltre, le linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (in attuazione di quanto stabilito all'art. 12 del decreto legislativo del 29 dicembre 2003, n. 387). Il decreto stabilisce l'inclusione delle opere connesse all'interno del procedimento di autorizzazione unica e ribadisce le soglie stabilite dal decreto legislativo n. 387/2003 ai fini della eleggibilità al regime semplificato della Dichiarazione di Inizio Attività (DIA).

Condizioni per il dispacciamento

Con la delibera ARG/elt n. 5/10, parzialmente modificata dalla delibera ARG/elt n.207/10, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha definito le condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. In particolare, tali delibere definiscono:

> le modalità di remunerazione della mancata produzione eolica nei periodi in cui gli impianti eolici vengono fermati a seguito degli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, al fine di garantire la sicurezza del sistema elettrico;

> i servizi di rete (tra cui teledistacco, telemisura e telesegnale) cui sono soggette le unità di produzione eolica;

> i meccanismi incentivanti per la programmazione e la previsione delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

Efficienza energetica

Con sentenza del 21 dicembre 2010 il TAR ha respinto il ricorso presentato da Enel.si avverso il mancato riconoscimento da parte dell'AEEG dei risparmi energetici ottenuti attraverso la distribuzione gratuita di lampade fluorescenti compatte (LFC) a clienti domestici, relativi al 2007 e al primo semestre del 2008.

Estero

I mercati dell'energia

Andamento della domanda di energia elettrica

TWh

	2010	2009	2010-2009
Spagna	260	251	3,6%
Portogallo	52	50	4,0%
Francia	513	486	5,6%
Grecia	52	52	-
Bulgaria	31	33	-6,1%
Romania	52	50	4,0%
Slovacchia	27	25	8,0%
Russia (1)	742	708	4,8%
Argentina	115	109	5,5%
Brasile	525	487	7,8%
Cile (2)	43	41	4,9%
Colombia	56	55	1,8%
Perú	29	27	7,4%
USA (3)	3.750	3.597	4,3%

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

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2010	2009	2010-2009
Mercato finale (residenziale): (1)			
Francia	9,2	9,2	-
Portogallo	10,9	13,2	-17,4%
Romania	8,6	8,2	4,9%
Spagna	14,2	13,4	6,0%
Slovacchia	12,8	13,0	-1,5%
Mercato finale (industriale): (2)			
Francia	6,9	6,3	9,5%
Portogallo	9,0	9,3	-3,2%
Romania	8,5	8,2	3,7%
Spagna	11,1	10,8	2,8%
Slovacchia	11,6	14,1	-17,7%

(1) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.
(2) Prezzo semestrale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 500 MWh e 2.000 MWh.
Fonte: Eurostat.

Aspetti normativi e tariffari

Iberia e America Latina

Spagna

Aggiornamenti tariffari

Il 31 dicembre 2009 il Governo ha pubblicato l'ordine ministeriale n. 3519/09, che fissa le tariffe elettriche applicabili a partire da gennaio 2010.

L'incremento medio delle tariffe di accesso risulta pari al 14,5%; in particolare, per clienti che hanno diritto a beneficiare della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) senza discriminazione oraria è previsto un incremento medio del 9% delle tariffe di accesso.

L'ordine ministeriale ha previsto altri interventi, tra cui:

> una significativa revisione al rialzo della remunerazione dell'energia reattiva, che può comportare un incremento fino al 3% delle entrate regolate di sistema;

> una modifica della formula di calcolo della componente energia della TUR senza discriminazione oraria, che può implicare un incremento fino al 2% del costo energia riconosciuto ai *Comercializadores de Ultimo Recurso* (CUR);

> la revisione della remunerazione attesa per il 2010 per il servizio di continuità: 450 milioni di euro (rispetto ai 750 milioni di euro imputati ai costi di sistema del 2009);

> l'estensione fino a dicembre 2010 del diritto a essere forniti dai CUR per i clienti non TUR sprovvisti di contratto di fornitura sul mercato libero.

Con la risoluzione del 29 dicembre 2009 il Ministero dell'Industria ha aggiornato il valore della TUR per il primo semestre del 2010, incrementando la tariffa senza discriminazione oraria del 2,64% rispetto a quella equivalente applicata nel secondo semestre del 2009.

Il 30 giugno 2010 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1732/2010 che fissa le tariffe di accesso applicabili nel secondo semestre del 2010. Tutte le tariffe sono state mantenute ai livelli del primo semestre, tranne la componente variabile della tariffa di accesso corrispondente alla TUR senza discriminazione oraria, che è stata ridotta del 4,3% per compensare l'incremento del costo energia determinato dal risultato dell'ultima asta CESUR.

Lo stesso giorno è stata pubblicata la risoluzione ministeriale del 28 giugno 2010, che stabilisce il costo energia della tariffa TUR per il terzo trimestre del 2010. Il livello della TUR senza discriminazione oraria è risultato nel complesso invariato rispetto al periodo precedente.

Con il regio decreto n. 1202/2010, pubblicato il 25 settembre 2010, il Governo ha definito la frequenza della revisione delle tariffe di accesso. Le tariffe saranno aggiornate con periodicità annuale, a meno che non si verifichino i seguenti eventi straordinari (che possono determinare l'esigenza di rivedere le tariffe con frequenza maggiore, al massimo trimestrale):

> esistenza di *deficit* tariffario;

> cambiamenti regolatori con effetto sui costi regolati inclusi nel calcolo delle tariffe di accesso;

> eccezionalmente, in caso di circostanze particolari, con effetto sui costi regolati o sui parametri utilizzati per calcolarli.

Il 30 settembre 2010 la risoluzione ministeriale del 29 settembre ha fissato i parametri per il calcolo della TUR per il quarto trimestre del 2010. L'incremento complessivo della TUR senza discriminazione oraria è stato pari a circa il 5%, spiegato integralmente dall'aumento del costo energia dovuto al risultato della dodicesima asta CESUR. Non sono state, infatti, effettuate revisioni delle tariffe di accesso, rimaste congelate.

Il 29 dicembre 2010 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 3353/10, che fissa le tariffe elettriche applicabili a partire da gennaio 2011.

Le tariffe di accesso non sono state modificate.

L'ordine ministeriale ha inoltre previsto, tra gli altri interventi:

> una revisione dei prezzi unitari pagati dai consumatori per il finanziamento del *capacity payment* che comporta un incremento dei fondi a disposizione di circa il 71%;

> la determinazione degli importi definitivi della remunerazione della distribuzione per gli anni 2009 e 2010, calcolati applicando la metodologia prevista dal regio decreto n. 222/08. La remunerazione assegnata a Endesa è stata rivista al rialzo per entrambe le annualità;

> la pubblicazione dei coefficienti zonali per il calcolo dell'incentivo per la riduzione delle perdite di rete per il 2011;

> l'estensione fino a dicembre 2011 del diritto a essere forniti dai CUR per i clienti non TUR sprovvisti di contratto di fornitura sul mercato libero.

Con la risoluzione del 28 dicembre 2010, anch'essa pubblicata il 29 dicembre 2010, il Ministero dell'Industria ha aggiornato il valore della TUR per il primo trimestre del 2011, incrementando la tariffa senza discriminazione

oraria di circa il 9,8% rispetto a quella equivalente applicata nel quarto trimestre del 2010.

Metodologia di calcolo tariffa TUR

Il 17 giugno 2010 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. 1601/2010 che modifica la normativa relativa alle aste CESUR, abrogando l'ordine ministeriale n. 400/2007. Le nuove regole sono tese a migliorare i criteri di obiettività, trasparenza e concorrenza che caratterizzano il meccanismo d'asta.

Lo stesso ordine ministeriale n. 1601/2010 dispone inoltre modifiche della metodologia di calcolo della componente costo energia della TUR. In particolare, viene meno per i CUR la possibilità di attuare strategie di approvvigionamento che sterilizzino il rischio di prezzo nella fornitura di energia ai clienti serviti con tale tariffa.

Aste CESUR

Nel corso del 2010 si sono tenute tre aste (dall'11ª alla 13ª) per un totale di 13.234 MW di prodotto trimestrale (12.000 *base-load* e 1.234 di capacità di punta). La capacità acquisita da Endesa è stata pari a 5.039 MW per il prodotto *base-load* e a 555 MW per il prodotto *peak-load*. L'ultima asta si è tenuta in data 14 dicembre 2010; 22 operatori si sono aggiudicati, per il primo trimestre del 2011, la fornitura di energia prodotta da 4.000 MW a un prezzo di 49,07 euro/MWh per il prodotto *base-load* e da 306 MW a 53,99 euro/MWh per il prodotto *peak-load.* In quanto alle quote d'acquisto dei CUR, Endesa Energia XXI dovrà acquistare rispettivamente 1.704 MW e 160 MW dell'energia messa all'asta per ogni prodotto.

Deficit tariffario

Il regio decreto legge n. 6/2010, relativo a misure di impulso per la ripresa economica e l'occupazione, pubblicato il 13 aprile 2010, prevede nel capitolo dedicato al settore energetico alcune modifiche della Legge del Settore Elettrico (n. 54/1997). Le integrazioni apportate alla legge definiscono il meccanismo di finanziamento degli eventuali disavanzi congiunturali che possono verificarsi nel corso del processo di liquidazione delle attività regolate. Gli importi necessari al finanziamento vengono corrisposti dalle principali imprese del settore che in contropartita acquisiscono il diritto al recupero di tali importi maggiorati degli interessi (calcolati in base a un tasso a valore di mercato).

Il 21 aprile 2010 è stato pubblicato il regio decreto n. 437/2010 che, in applicazione del regio decreto legge n. 6/2009, regola il processo di cartolarizzazione dei diritti di credito per il finanziamento del *deficit* in capo alle principali imprese del settore. In particolare, il provvedimento, in relazione alla cartolarizzazione di tutti i diritti di credito (passati e futuri, peninsulari e relativi al sistema insulare ed extrapeninsulare):

> definisce un prezzo di trasferimento dei diritti al fondo pari al valore del credito da incassare;
> dispone che il fondo abbia un termine massimo di un anno a partire dalla cessione dei diritti per emettere e collocare sul mercato titoli di debito per un ammontare sufficiente a coprire l'acquisto dei diritti ceduti dalle imprese.

Con la risoluzione ministeriale del 26 luglio 2010, pubblicata il 31 luglio 2010, il Ministero dell'Industria stabilisce che il totale definitivo, al 31 dicembre 2009, dei diritti di credito relativi al finanziamento del *deficit* tariffario che possono essere cartolarizzati ammonta a 14.624 milioni di euro, 7.702 milioni di euro dei quali assegnati a Endesa.

Il 24 dicembre 2010 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 14/2010 recante misure urgenti per la correzione del *deficit* tariffario. Tra i principali interventi:

> imposizione di una tariffa di accesso alla rete di 0,5 euro/MWh alla generazione (regime speciale incluso);
> obbligo di finanziare il costo delle politiche di risparmio ed efficienza energetica imposto ai produttori del regime ordinario (quota Endesa: 34,66%);
> estensione dell'onere di finanziamento del *bono social* a carico delle società elettriche fino a tutto il 2013;
> revisione dei limiti fissati dal regio decreto legge n. 6/2009 per il livello del *deficit ex ante* dei prossimi anni fino al 2013: 5,5 miliardi di euro rispetto ai 3 miliardi di euro per il 2010, 3 miliardi di euro rispetto ai 2 miliardi di euro per il 2011 e 1,5 miliardi di euro rispetto a 1 miliardo di euro per il 2012.

L'11 gennaio 2011 ha avuto luogo la prima emissione di titoli relativa al processo di cartolarizzazione del *deficit* regolato dal regio decreto n. 437/2010. Attraverso tale operazione il fondo ha raccolto 2 miliardi di euro che sono stati destinati al pagamento dei crediti ceduti dalle imprese elettriche (Endesa ha incassato 1.040 milioni di euro).

Con la risoluzione ministeriale del 20 gennaio 2011, pubblicata il 26 gennaio 2011, il Ministero stabilisce che il totale definitivo, al 31 dicembre 2010, dei diritti di credito relativi al finanziamento del *deficit* tariffario che possono essere cartolarizzati ammonta a 16.694 milioni di euro, 8.467 milioni di euro dei quali assegnati a Endesa.

Incentivazione dell'impiego di carbone nazionale

Il 27 febbraio 2010 è stato pubblicato il regio decreto n. 134/10 che incentiva il consumo di carbone nazionale. Viene istituita una nuova fase di mercato organizzato, chiamata *Resolución de restrictiones por garantía de suministro*, al fine di garantire il dispacciamento prioritario delle centrali termiche che si impegnano a bruciare tale combustibile. Le centrali interessate dal provvedimento (tra cui quattro centrali partecipate da Endesa) saranno remunerate a un prezzo fisso corrispondente al costo unitario di generazione per una produzione annuale massima stabilita. Tale costo di generazione è definito come costo del carbone nazionale combustibile, costo finanziario sostenuto per lo stoccaggio dello stesso, costo variabile di esercizio, costi fissi e costo per la copertura dei fabbisogni di CO_2 in ragione della produzione effettuata.

Il dispacciamento prioritario delle unità a carbone comporta l'esclusione di unità inizialmente accettate a programma, che avverrà in base a un ordine di merito decrescente riferito ai livelli di emissione di CO_2, ovvero – unicamente per le centrali alimentate a gas naturale – a un ordine di merito economico definito dall'esito di aste competitive. Le unità escluse ricevono per ogni MWh non prodotto una compensazione pari alla differenza tra il prezzo marginale orario e il costo variabile di produzione, più un eventuale margine commerciale unitario se sottoscrittrici di contratti *take-or-pay*.

La norma ha carattere transitorio e potrà rimanere in vigore al massimo fino al 2014.

Sebbene già pubblicato nel *Boletín Oficial del Estado* (BOE), il decreto è stato poi sottoposto all'approvazione della Commissione Europea, in quanto potenziale aiuto di Stato. Su indicazione della Commissione Europea il Governo spagnolo si è visto obbligato a elaborare un nuovo decreto di modifica del precedente (la parte più discussa dalla Commissione sembrerebbe essere stata quella relativa alla compensazione del lucro cessante delle unità di generazione escluse).

Tra le principali modifiche apportate dal nuovo decreto:

> è stata eliminata la compensazione del lucro cessante;

> le centrali a carbone nazionale identificate dal provvedimento saranno in un primo momento remunerate al costo stimato regolato calcolato dalla *Comisión Nacional de Energía* (CNE). Seguirà poi una liquidazione di eccessi/*deficit* di remunerazione sulla base dei costi reali auditati;

> il valore dei diritti di emissione assegnati gratuitamente alle centrali a carbone nazionale sarà dedotto dalla loro remunerazione.

Il 29 settembre 2010 la Commissione Europea ha approvato la compensazione ai produttori di energia elettrica che utilizzeranno carbone autoctono per generare elettricità. La Commissione informa che durante il periodo 2011-2014 le quantità di energia contemplate dal regio decreto spagnolo non eccederanno i 23,4 TWh annui. A partire dalla data di applicazione del regio decreto, per il resto del 2010 il limite fissato è di 9,6 TWh.

Il regio decreto n. 1221/2010, che modifica il precedente regio decreto n. 134/2010 sull'incentivazione all'utilizzo del carbone nazionale per renderlo conforme al Trattato Europeo, è stato pubblicato il 2 ottobre 2010.

Il 26 ottobre è stata pubblicata la risoluzione della Segreteria di Stato per l'Energia (SEE) del 22 ottobre 2010 che fissa volumi e prezzi per l'anno 2010. Si stabilisce una produzione massima da carbone nazionale pari a circa 9 TWh nell'ultimo trimestre del 2010.

In seguito ai ricorsi e alle richieste di misure cautelari presentati da Endesa e da altri operatori del settore a livello nazionale ed europeo, il 29 ottobre 2010 l'*Audiencia Nacional* ha sospeso la risoluzione SEE del 22 ottobre 2010 (adottando misure cautelari d'urgenza, *cautelarisimas*) e in data 3 novembre 2010 ha deciso di mantenere la sospensione fino alla decisione del *Tribunal Supremo* sull'adozione di misure cautelari ordinarie. Nello stesso giorno, il 3 novembre 2010, il Tribunale dell'Unione Europea ha sospeso la validità della decisione della Commissione del 29 settembre 2010 fino a decisione sull'adozione delle misure cautelari.

Il 22 dicembre 2010 il *Tribunal Supremo* ha deciso di respingere la richiesta di applicazione di misure cautelari contro il decreto.

Il 30 dicembre 2010 l'ordine ministeriale ITC n. 3366/10 ha definito la metodologia per il calcolo del costo dei diritti di emissione di CO_2 assegnati alle centrali a carbone nazionale obbligate a partecipare al processo di *Resolución de restrictiones por garantía de suministro* per gli anni 2011 e 2012. In base a tale provvedimento una quota dei diritti di emissione assegnati gratuitamente agli impianti (pari al coefficiente tra il numero di ore corrispondenti al dispacciamento obbligatorio per *Resolución de restrictiones por garantía de suministro* e 7.000 ore) sarà valutato a prezzo zero. L'intero costo opportunità dei diritti di emissione sarà invece tenuto in conto per il calcolo del costo variabile al quale le stesse centrali sono obbligate a effettuare le loro offerte al mercato.

Il 10 gennaio 2011 l'*Audiencia Nacional* ha deciso di

ritirare le misure cautelari urgenti (*cautelarisimas*) adottate relativamente alla risoluzione SEE.
Il 3 febbraio 2011 Endesa e le altre società elettriche hanno ritirato i ricorsi e le richieste di misure cautelari presentati al Tribunale dell'Unione Europea.
Il 10 febbraio 2011 è stata pubblicata la risoluzione del Ministero dell'Industria dell'8 febbraio 2011 con la quale si stabiliscono i principali parametri per l'applicazione del processo di *Resolución de restrictiones por garantía de suministro* per il 2011. In particolare, il meccanismo riguarderà il consumo di circa 10 Mton di carbone nazionale e una produzione elettrica massima di 23,3 TWh. Il provvedimento definisce altresì i prezzi regolati dell'energia prodotta da ogni impianto coinvolto dal processo.

Centrale nucleare di Garoña

Il 24 marzo 2010 la società Nuclenor, proprietaria della centrale nucleare di Santa Maria di Garoña (partecipata al 50% da Endesa), ha formalizzato alla *Sala de lo Contencioso-Administrativo de la Audiencia Nacional* il ricorso del 14 settembre 2009 contro l'ordine ministeriale n. 1785/09, che ha stabilito il termine delle operazioni della centrale a luglio 2013. Nuclenor richiede, tra le altre cose, che l'ordine ministeriale n. 1785/09 venga annullato e che le si riconosca il diritto a continuare le operazioni della centrale almeno fino al 6 luglio 2019. La società chiede, inoltre, il rinnovo esplicito dell'autorizzazione nei termini comunicati dal CSN (Consiglio per la Sicurezza Nucleare), ovvero fino al 2019 con possibilità di proroga.

Centrale nucleare di Almaraz

Con l'ordine ministeriale n. ITC/1588/2010 pubblicato il 16 giugno 2010 il Governo ha approvato il rinnovo dell'autorizzazione all'esercizio dei due gruppi della centrale nucleare di Almaraz (partecipata da Endesa al 36%). L'autorizzazione ha effetto a partire dall'8 giugno 2010 con una validità di dieci anni.

Centrale nucleare di Vandellos

Con l'ordine ministeriale n. ITC/2149/2010 pubblicato il 5 agosto 2010 il Governo ha approvato il rinnovo dell'autorizzazione all'esercizio della centrale nucleare di Vandellos II (partecipata da Endesa al 72%). L'autorizzazione ha effetto a partire dal 26 luglio 2010 con una validità di dieci anni.

Aste di prodotti finanziari per interconnessione Spagna-Portogallo

In applicazione di quanto stabilito dall'ordine ministeriale n. 1549/09, con la risoluzione del 7 maggio 2010 la Segreteria di Stato per l'Energia ha definito il calendario delle aste per il 2010 e le caratteristiche dei contratti finanziari da offrire.
La prima asta del 2010 (terza asta in assoluto) si è tenuta il 24 giugno 2010 e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 200 MW di capacità, su un orizzonte temporale di sei mesi (secondo semestre del 2010).
La seconda asta del 2010 (quarta in assoluto) si è tenuta il 16 dicembre e ha riguardato l'offerta di contratti *forward* di copertura per le esportazioni da Spagna a Portogallo per 200 MW di capacità sia su orizzonte annuale (per il 2011), sia su orizzonte semestrale (primo semestre del 2011).

Emission Trading

Durante il corso del 2010 le emissioni prodotte da Endesa in Spagna, secondo la migliore stima disponibile, sono state pari a circa 23,2 Mton a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione pari a circa 24,5 Mton.

Procedimento "*Instalaciones Eléctricas*" della *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) del 10 maggio 2010

Il 10 maggio 2010 la Direzione Investigativa della CNC ha aperto un procedimento contro Endesa per un possibile abuso di posizione dominante nel settore delle installazioni elettriche. La condotta lesiva della concorrenza sarebbe consistita nell'utilizzo di informazioni detenute in qualità di società distributrice di energia elettrica al fine di sviluppare le proprie attività nel mercato delle installazioni elettriche.
Il 3 dicembre 2009 la CNC aveva aperto procedimenti simili contro Hidrocantábrico, E.ON-Viesgo e Gas Natural-Unión Fenosa. La CNC ha un tempo massimo di 18 mesi dall'apertura del procedimento per adottare una Risoluzione.

Procedimento "*Modificación condiciones contractuales*" della *Comisión Nacional de la Competencia* (CNC) del 5 novembre 2010

Il 5 novembre 2010 la Direzione Investigativa della CNC ha aperto un procedimento contro Endesa Energia XXI SL per una possibile condotta anticompetitiva. La condotta lesiva della concorrenza sarebbe consistita nella modifica

delle condizioni contrattuali di alcuni clienti, in assenza di un loro esplicito consenso.
Il 2 luglio 2010 la CNC aveva aperto un procedimento simile contro alcune imprese del gruppo Iberdrola. La CNC ha un tempo massimo di 18 mesi dall'apertura del procedimento per adottare una Risoluzione.

Argentina

Aggiornamento della regolazione del mercato all'ingrosso

Con la Nota SE n. 496 del 19 gennaio 2010 la *Secretaría de Energía* (SE) ha reso noto che non sarà possibile modificare le regole del mercato *wholesale* (MEM, *Mercado Eléctrico Mayorista*) in modo da rispettare pienamente la risoluzione n. 1427/2004 e gli accordi del 2004 e 2005 con le società di generazione che hanno contribuito al finanziamento del FONINVEMEM (fondo con cui sono stati costruiti due impianti CCGT entrati in esercizio proprio all'inizio del 2010).
La risoluzione n. 1427/04 prevedeva, tra le altre cose, l'impegno ad aumentare la remunerazione della capacità e il *precio estacional* (prezzo pagato dalle società di distribuzione ai generatori) e di eliminare il tetto sul mercato *spot* introdotto dalla risoluzione SE n. 240/2003.
Nel corso del 2010 si sono svolti i negoziati tra la SE e le società di generazione per definire le regole transitorie per la remunerazione dei generatori nel periodo 2010-2011. In attesa di giungere a un accordo per l'intero biennio, il Governo ha inoltre concluso accordi specifici con singoli impianti, sulla base della risoluzione SE n. 724/08 (*Mantenimiento Plus*), destinata a favorire gli interventi di manutenzione straordinaria che si traducano in un aumento della disponibilità degli impianti esistenti.
Il 25 novembre 2010 la SE e i produttori di energia elettrica hanno concluso un accordo definitivo che prevede nuovi strumenti per il pagamento dell'energia e della capacità di generazione e un nuovo meccanismo (per il periodo 2008-2011) volto a favorire investimenti in nuova capacità di generazione (sul modello del FONINVEMEM).

Generazione

Il 1° settembre 2010 Endesa Costanera ha firmato con la *Secretaría de Energía* un *Acuerdo de Intenciones* per l'incremento della disponibilità delle turbine a vapore dell'impianto. Tale accordo prevede investimenti stimati intorno a 60 milioni di dollari statunitensi (senza costi in capo a Costanera) e consente di recuperare gli investimenti realizzati tra il 2007 e il 2010 per altri 60 milioni di dollari statunitensi. In questo quadro, il 12 dicembre è stato firmato un *Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento MEM* tra Endesa Costanera e l'operatore del mercato elettrico argentino CAMMESA.

Mecanismo de Monitoreo de Costos e incentivi del programma PUREE

Con la risoluzione n. 45 dell'8 marzo 2010 la SE ha stabilito che a partire dal 10 marzo 2010 si applichi un nuovo meccanismo per il calcolo degli incentivi del PUREE (*Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica*) per i clienti domestici con consumi superiori a 1.000 kWh per bimestre. L'applicazione di tale criterio, che si propone di ridurre l'ammontare degli incentivi accordati, farà ulteriormente crescere la differenza tra penali e incentivi del PUREE, che le società di distribuzione sono autorizzate a trattenere per compensare i loro maggiori costi quando gli aumenti del *Mecanismo de Monitoreo de Costos* (MMC, un indicatore dell'andamento dei prezzi introdotto dall'*Acta de Acuerdo* nel 2005) non sono trasferiti in tariffa. Ciò comporta un beneficio di cassa per Edesur, società di distribuzione operante in Argentina.
Nel mese di agosto 2010 la Corte di Giustizia di Seconda Istanza ha pronunciato una sentenza favorevole alla società di distribuzione Edenor, che impone al regolatore ENRE di esprimersi sul possibile riconoscimento degli aumenti del MMC non trasferiti in tariffa. Una prima sentenza favorevole al riconoscimento degli MMC era già stata espressa a marzo 2010 dalla Corte di Giustizia di Prima Istanza.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 12 novembre 2009 il Governo argentino ha riaperto il processo di *Revisión Tarifaria Integral* (RTI) per le società di distribuzione Edenor, Edesur ed Edelap, che era stato congelato a febbraio dello stesso anno.
Di conseguenza, Edesur ha presentato a ENRE la sua proposta di RTI per i prossimi cinque anni, che richiederebbe un aumento del 100% delle tariffe rispetto ai valori attuali. È possibile che il processo di revisione tariffaria subisca un rallentamento in vista delle elezioni presidenziali previste per il 2011.

Regolazione della qualità del servizio

A seguito di alcuni episodi di interruzione delle forniture di Edesur tra il 22 e il 31 dicembre 2010 (dovuti alle alte temperature e all'alta domanda), il 4 gennaio 2011 sono state pubblicate le risoluzioni ENRE n. 525 e n. 551 del

2010. Con la prima risoluzione ENRE chiede che Edesur adegui il suo Piano di Investimenti 2010 e che presenti un "*Programa de Regularización Operativo*" al fine di colmare le lacune riscontrate da ENRE in materia di qualità del servizio. Con la seconda risoluzione ENRE (su richiesta di Edesur e per evitare sanzioni) sospende l'analisi della ripartizione dei dividendi per l'esercizio 2009.
Edesur ha già presentato il suo Piano di Investimenti 2010 per 110 milioni di dollari statunitensi (superiore alle richieste della risoluzione n. 525) e ha dettagliato le azioni del "*Programa de Regularización Operativo*" per il periodo ottobre 2010 - marzo 2011. La società ha inoltre presentato ricorso amministrativo contro la risoluzione n. 525.

Brasile

Tariffe di distribuzione

A valle della consultazione pubblica n. 043/2009 e delle riunioni con ciascuna società di distribuzione, il 2 febbraio 2010 il regolatore ANEEL ha proposto alle società di distribuzione una modifica della metodologia di calcolo della componente "oneri di sistema" della tariffa di distribuzione, in modo da eliminare le imperfezioni nel *pass-through* ai consumatori e neutralizzare le entrate ascrivibili agli oneri di sistema (c.d. "*encargos sectoriales*") rispetto ai volumi venduti.
L'applicazione della diversa metodologia proposta da ANEEL, priva di effetto retroattivo, ha richiesto una modifica del contratto di concessione (di durata trentennale e in scadenza nel 2026 e nel 2028 rispettivamente per Ampla e Coelce). Il 23 giugno 2010 il regolatore ANEEL ha reso noto che tutte le società di distribuzione attive nel Paese hanno autorizzato la modifica del contratto di concessione.
Il 10 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha formalmente aperto la revisione delle tariffe di distribuzione (terzo ciclo tariffario), presentando una proposta di modifica della metodologia e dei parametri di riferimento quali il WACC, la *Regulatory Asset Base* (RAB), le perdite non tecniche e il fattore di efficienza X. Con riferimento alla RAB, il regolatore ha concesso di non sottoporre a revisione gli *asset* riconosciuti nel periodo precedente, procedendo a un semplice aggiustamento per gli investimenti e le dismissioni effettuati nel corso degli ultimi anni. La chiusura del processo di consultazione di ANEEL, inizialmente prevista per il 10 dicembre 2010, è stata posticipata al 10 gennaio 2011.
La società Coelce sarà la prima società di distribuzione brasiliana a essere sottoposta alla revisione per il periodo aprile 2011 - aprile 2014: in attesa che la nuova metodologia venga definita, inizialmente la revisione tariffaria di Coelce avverrà con una metodologia provvisoria. La revisione di Ampla è invece attesa per il periodo 2014-2019.

Aggiustamenti tariffari annuali

Il 15 marzo 2010 si è concluso il processo di aggiustamento tariffario annuale per la società di distribuzione Ampla, che ha ottenuto un aumento dell'1,35% del *Valor Agregado de Distribución* (VAD), che remunera l'attività di distribuzione. Tale aumento non si è tradotto in una crescita delle tariffe per i clienti finali, che hanno anzi subíto una riduzione del 4,7%.
Quanto alla società di distribuzione Coelce, il suo processo di aggiustamento tariffario annuale si è concluso il 22 aprile 2010 con la pubblicazione definitiva dell'Indice di Riaggiustamento Tariffario (IRT), che prevede un aumento del 3% della remunerazione riconosciuta alla società.

Regole commerciali per le società di distribuzione

Il 9 settembre 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha approvato la risoluzione n. 414/2010, che modifica la risoluzione n. 456/2000 sulle regole commerciali per le società di distribuzione e i loro rapporti con i clienti regolati. Il nuovo testo, che incorpora svariate risoluzioni adottate negli ultimi dieci anni, regola i diritti e gli obblighi dei distributori e sarà applicabile a tutti i clienti finali. Tra le novità, si introduce un obbligo per le società di distribuzione di stabilire un ufficio in ogni città dell'area di concessione.

Interconnessione Argentina-Brasile CIEN

Il 9 dicembre 2009 è stata definitivamente approvata la legge n. 12111, che modifica la legislazione del Paese in vista della futura integrazione dei sistemi isolati nel *Sistema Nacional Interconectado* (SNI). Tra le altre cose, tale legge dispone che a partire dal 2010 le linee di interconnessione (tra cui CIEN, l'interconnessione Argentina-Brasile gestita da Endesa) possano essere assimilate alla rete di trasmissione nazionale e possano quindi godere di una remunerazione regolata.
I negoziati tecnici con ANEEL per la determinazione del valore della linea e, conseguentemente, delle tariffe con cui essa sarà remunerata si sono protratti per quasi tutto il 2010 e si sono svolti sulla base della metodologia di remunerazione definita da ANEEL nella risoluzione n. 386/09. Il 20 settembre 2010 il regolatore ANEEL ha emesso la *Nota Tecnica* n. 091/2010, con cui definisce le basi per il calcolo

della remunerazione della linea di interconnessione CIEN. La società ha risposto a tale documento avanzando una richiesta di base di remunerazione più alta e chiedendo l'estensione da 20 a 30 anni del periodo di concessione.
Il 14 dicembre 2010 ANEEL ha formalmente approvato il valore della *Receita Anual Permitida* (RAP) del CIEN, che ammonterà inizialmente a 239 milioni di real brasiliani (128 milioni di dollari statunitensi), per un valore della linea di circa 1 miliardo di dollari statunitensi. La risoluzione ANEEL stabilisce anche la possibilità di una proroga della concessione oltre i 20 anni attualmente riconosciuti (ossia fino al 2021); al termine del periodo di concessione, gli impianti saranno indennizzati al valore residuale (in coerenza con quanto stabilito dalla legge n. 8.987 sulle concessioni amministrative). L'entrata in vigore delle nuove regole della remunerazione avverrà a valle dell'approvazione del decreto applicativo da parte del Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie.
Il 28 dicembre 2010 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha pubblicato la *Portaria* n. 1.004/2010, con cui si chiedono eventuali manifestazioni di interesse per l'equiparazione della linea di interconnessione con la rete di trasmissione, alla luce delle condizioni particolari applicate da ANEEL.
Nel frattempo, il 4 giugno 2010 è stato firmato l'*Acuerdo de Provisión de Energía Eléctrica* tra CIEN e l'operatore del mercato elettrico argentino CAMMESA. Tale accordo prevede un pagamento mensile su nove mesi e smetterà di applicarsi proprio a valle della definizione della remunerazione annuale riconosciuta a CIEN da parte di ANEEL.

Tariffa sociale

Il 20 gennaio 2010 è stata promulgata la legge n. 12212 sulla tariffa sociale, che introduce modifiche all'ammontare degli sconti concessi ai clienti domestici a basso reddito. Le principali modifiche rispetto alla normativa precedente (legge n. 10438/2002) riguardano le condizioni per beneficiare della tariffa sociale: il criterio di idoneità non farà più esclusivamente riferimento ai consumi mensili, ma sarà esteso anche alle condizioni economiche dei clienti. In particolare, si richiederà l'iscrizione al *Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal* (CadÚnico), registro per le famiglie in condizioni di disagio economico del Ministero dello Sviluppo Sociale e della Lotta alla Fame (precedentemente le utenze con consumi inferiori a 80 kWh/mese erano esenti da questo obbligo).
La legge introduce anche lievi riduzioni degli sconti concessi ai consumatori, che variano in funzione del consumo mensile dei clienti: 65% per consumi inferiori a 30 kWh/mese, 40% per consumi compresi tra 30 e 100 kWh/mese e 10% per consumi compresi tra 100 e 200 kWh/mese; non riceveranno, invece, alcuno sconto le famiglie a basso reddito con consumi superiori a 200 kWh/mese.
Nel mese di maggio è stata avviata una consultazione pubblica su una nuova proposta di regolamento della tariffa sociale, in base alla quale si richiede che la registrazione di un cliente nel *Cadastro Único* per l'applicazione della tariffa sociale debba essere approvata da ANEEL.
Il 22 luglio 2010 il regolatore ANEEL ha approvato la regolazione di dettaglio relativa alla legge n. 12212 sulla tariffa sociale, che include i criteri definitivi di idoneità dei consumatori e l'ammontare degli sconti per fascia di consumo. Le società di distribuzione dovranno rendere pubblica la lista dei clienti che soddisfano tali requisiti nell'arco di 60 giorni dall'approvazione.
Infine, la legge introduce alcune modifiche alla normativa sull'efficienza energetica (legge n. 9991/2000). Il principale cambiamento apportato alla legge richiede che le società di distribuzione destinino alle utenze che beneficiano della tariffa sociale almeno il 60% delle risorse dei programmi di efficienza energetica (attualmente pari allo 0,5% del risultato operativo delle società).

Normativa sul cambiamento climatico

Il 29 dicembre 2009 è stata pubblicata la legge n. 12187/2009 sulla lotta al cambiamento climatico. Tale legge introduce il *Plan Nacional sobre el Cambio Climático* (PNMC) e fissa l'obiettivo di ridurre entro il 2020 le emissioni di gas serra tra il 36,1% e il 38,9% rispetto alle emissioni previste sulla base dello scenario tendenziale 2010. Non vengono definite le riduzioni attese per ciascun segmento industriale.
Il 10 dicembre 2010 è stato pubblicato nel Diario Ufficiale dell'Unione il decreto che regolamenta la politica nazionale di lotta al cambiamento climatico. Il testo fissa l'obiettivo di riduzione del 6% delle emissioni di gas serra entro il 2020.

Cile

Aggiornamenti tariffari del prezzo nodale

A partire da maggio 2010 il prezzo nodale è stato aggiornato dal regolatore a 95 dollari statunitensi/MWh, con un aumento dell'1,8% rispetto al valore fissato a ottobre 2009 e un aumento del 9% rispetto al prezzo in vigore dopo l'ultima indicizzazione di marzo 2010. Tale valore

è stato in vigore per il periodo maggio-ottobre 2010. Successivamente il regolatore CNE ha pubblicato il valore definitivo del prezzo nodale per il periodo novembre 2010 - aprile 2011. Il prezzo monomico sarà di 112,52 dollari statunitensi/MWh, con un incremento di circa l'8% rispetto al valore attuale.

Regole per il *pass-through* del prezzo delle aste

A partire da gennaio 2010 è entrata in vigore la riforma del meccanismo di approvvigionamento *wholesale* dell'energia destinata ai clienti vincolati (prevista nella *Ley Corta II*, del maggio 2005): i contratti sottoscritti al prezzo nodale definito dal regolatore CNE spariranno progressivamente, per essere sostituiti con contratti quindicennali il cui prezzo sarà il risultato di aste realizzate dalle società di distribuzione a partire dal 2006. Ciò è avvenuto, per la società di distribuzione Chilectra, prevalentemente a partire da novembre 2010, con la scadenza di alcuni contratti di fornitura conclusi prima del 2006. Al fine di perfezionare l'applicazione del meccanismo delle aste, è stata presentata alla *Contraloría de la República* la bozza di decreto che definisce la metodologia di calcolo del prezzo medio che ogni distributore può trasferire al cliente finale per coprire il costo delle aste con le società di generazione. La pubblicazione ufficiale di tale decreto è avvenuta il 16 aprile 2010, con applicazione retroattiva a partire dal 1° gennaio 2010. Le società di distribuzione potranno effettuare il *pass-through* del prezzo medio di approvvigionamento, con eventuali aggiustamenti per tener conto delle differenze dei costi effettivi rispetto al prezzo medio.

Nel mese di settembre 2010 le società di generazione hanno rigettato l'ipotesi (avanzata dal Governo) di concentrare nei due momenti dell'anno (aprile e ottobre) le indicizzazioni, in linea con le attuali indicizzazioni del prezzo nodale fissato dal regolatore.

Normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche

Il 15 dicembre 2009 è stata pubblicata la risoluzione n. 7550, che contiene la bozza di normativa sulle emissioni delle centrali termoelettriche, con cui si fissano i livelli massimi consentiti di particolato, ossido di azoto, diossido di zolfo, mercurio, nickel e vanadio. Il documento inizialmente proposto dal Governo Bachelet fissava limiti differenziati per centrali nuove ed esistenti: per le prime erano definiti requisiti più stringenti, mentre per le seconde si fissava un periodo di tre anni per consentire l'adeguamento alla nuova normativa. Entro il 2020 il limite per le emissioni avrebbe dovuto essere comune per le centrali vecchie e nuove.

Il 26 novembre 2010 il Consiglio dei Ministri per la Sostenibilità ha approvato l'ultimo progetto delle norme sulle emissioni delle centrali termoelettriche, che è ora sottoposto alla firma del Piñera (cui seguirà l'approvazione della *Contraloría General de la República*). Le principali modifiche rispetto al testo proposto alla fine del 2009 riguardano le centrali esistenti e quelle già dichiarate in costruzione: con riferimento alle emissioni di NOx e SO_2, la nuova versione accresce i limiti di emissione consentiti ed estende da tre a quattro e cinque anni e mezzo (a seconda della localizzazione dell'impianto) il periodo utile per adattare gli impianti in vista del rispetto della nuova normativa. Inoltre, il nuovo testo rimuove il principio della convergenza al 2020 dei limiti di emissione per centrali nuove ed esistenti.

Revisione delle tariffe di subtrasmissione

È in corso il processo di revisione delle tariffe di subtrasmissione di Chilectra, che saranno in vigore per quattro anni a partire da novembre 2010. Il 24 agosto 2010 si è svolta un'udienza pubblica. La tariffa preliminare sarà resa nota dal regolatore CNE a fine febbraio 2011; il processo di revisione tariffaria dovrebbe concludersi a maggio 2011.

Colombia

Mercato all'ingrosso

Durante il primo semestre del 2010 il mercato elettrico colombiano ha subíto svariati interventi temporanei da parte del regolatore CREG, volti a contenere gli effetti congiunti della carenza di gas e di risorse idroelettriche (quest'ultima provocata da El Niño) nei mesi a cavallo tra settembre 2009 e marzo 2010; gran parte di tali misure è stata ritirata nel mese di giugno, quando è stata dichiarata la fine del fenomeno meteorologico El Niño.

In particolare, il 9 febbraio 2010 il regolatore colombiano CREG ha pubblicato la risoluzione n. 010/2010, che introduce norme transitorie sul funzionamento del mercato *wholesale* dell'energia (*Mercado de Energía Mayorista* - MEM). L'obiettivo di tale risoluzione era evitare lo svuotamento dei bacini attraverso un intervento sui prezzi da essi offerti (i bacini il cui volume fosse inferiore a una predefinita *curva de alerta* erano automaticamente posti al di fuori dell'ordine di merito). Successivamente il regolatore ha adottato ulteriori misure transitorie, tra cui le risoluzioni

CREG n. 036/2010, n. 049/2010 e n. 060/2010, volte a evitare lo svuotamento dei bacini del Paese e assicurare la sicurezza del sistema nel breve termine.
Nel mese di maggio 2010 con le risoluzioni n. 070/2010 e n. 071/2010 la CREG ha dichiarato il termine dell'obbligo di mantenimento dei livelli dei bacini idroelettrici. Nello stesso mese l'*Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudio Ambientales* (IDEAM) ha dichiarato ufficialmente il termine dei rischi causati da El Niño: risultano di conseguenza non più in vigore alcune delle misure temporanee di intervento sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica.
Nel mese di settembre 2010 il regolatore CREG ha pubblicato la risoluzione n. 121 sulla "riconciliazione negativa", in base alla quale non sarà più possibile per i generatori ricevere una remunerazione in caso di impossibilità a immettere energia per problemi da essi indipendenti (principalmente legati all'indisponibilità del sistema).
Inoltre, il 17 settembre 2010 la CREG ha adottato la risoluzione n. 138/2010, che riduce il grado di confidenzialità sulle informazioni relative all'operazione giornaliera del mercato all'ingrosso. In particolare, le informazioni sul dispacciamento saranno considerate pubbliche, mentre le offerte di prezzo resteranno confidenziali solo fino al primo giorno lavorativo del mese successivo.
Infine, il 1° ottobre 2010, la CREG ha pubblicato per discussione il documento n. 118/2010, che contiene una proposta regolatoria per identificare gli attori pivotali applicando il *Residual Supply Index* (RSI) e regolare le offerte degli agenti pivotali. La consultazione su tale documento si è conclusa il 30 novembre 2010.

Aggiornamento delle tariffe di distribuzione

A seguito della definizione delle nuove tariffe di distribuzione per le società Codensa e Cundinamarca (19 ottobre 2009, con risoluzioni n. 100 e n. 101 dell'autorità di regolazione CREG), il 16 dicembre 2009 la CREG ha reso noto di dover procedere d'ufficio alla correzione di un errore contenuto nei calcoli dei costi riconosciuti per la tariffa del livello di tensione IV (superiore a 57,5 kV) per Codensa. Il 22 giugno 2010 la CREG ha notificato a Codensa la risoluzione n. 081 del 2010, che corregge tale errore. Si conclude in questo modo il processo di fissazione delle tariffe di distribuzione per il periodo 2009-2014.
Nel frattempo, nel mese di aprile 2010, è stata approvata la risoluzione CREG n. 051/2010, che definisce le regole procedurali per il calcolo e l'*auditing* dei costi O&M delle società di distribuzione da parte del regolatore.

Sicurezza delle forniture di gas

Con il decreto n. 2730/2010, adottato a luglio 2010 dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie (in parte modificato dal decreto n. 2830/2010), si introducono norme finalizzate a migliorare la supervisione e ad aumentare la sicurezza delle forniture nel settore gas. Ci si attende che per il settore elettrico tali norme abbiano ricadute positive in termini di stabilità e sicurezza delle forniture e, di conseguenza, di maggiori garanzie di disponibilità delle centrali termoelettriche.
La risoluzione n. 181.651, pubblicata il 20 settembre 2010 dal Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie, ha dichiarato la fine del periodo di scarsità del gas naturale per il Paese.

Perú

Aggiornamenti tariffari del prezzo all'ingrosso dell'energia

Il 2 marzo 2010 il regolatore *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería* (OSINERGMIN) ha pubblicato il progetto di risoluzione n. 43/2010 che definisce una proposta per le *tarifas en barra* (prezzo all'ingrosso dell'energia destinata a clienti regolati) in vigore da maggio 2010 ad aprile 2011.
Complessivamente, il progetto comporta una riduzione del 5% del prezzo dell'energia rispetto ai valori attuali: tale variazione incorpora un leggero incremento della componente di remunerazione della potenza e una riduzione più significativa del prezzo dell'energia.
Nel mese di aprile 2010 OSINERGMIN ha pubblicato la risoluzione n. 79/2010, che fissa a 39,18 dollari statunitensi/MWh il valore delle *tarifas en barra* per il periodo maggio 2010 - aprile 2011, sostanzialmente in linea con il valore reso noto a marzo, ma più bassa del 5,35% rispetto al valore in vigore nell'anno precedente.

Aste di lungo periodo

Nel mese di aprile 2010 si è svolta la prima asta di lungo periodo per l'approvvigionamento dell'energia destinata alla fornitura dei clienti in regime regolato. Sono stati firmati contratti di otto, dieci e dodici anni.
La società di distribuzione controllata da Endesa, Edelnor, ha contrattato quasi la totalità della domanda prevista (970 MW su 1.000 MW totali); le società di generazione di Endesa, Edegel ed Eepsa, hanno siglato contratti per la vendita di tutta l'energia offerta (800 e 82 MW rispettivamente). Il prezzo tetto fissato dal regolatore OSINERGMIN

per quest'asta è stato di 57 dollari statunitensi/MWh. Il 25 novembre 2010 si è svolta un'asta per la concessione di un progetto di riserva fredda, consistente nella costruzione di tre centrali termoelettriche duali (diesel e gas) disponibili in particolare per situazioni di emergenza. La società controllata da Endesa, Eepsa, ha partecipato con successo per l'impianto da 200 MW di Talara (Piura), ottenendo una concessione ventennale.

Remunerazione della potenza e incentivi agli investimenti

È stato pubblicato nel *Diario Oficial* del 5 gennaio 2010 il decreto supremo n. 1/2010, che contiene diverse misure per la remunerazione della potenza, finalizzate a garantire la disponibilità del parco produttivo. Tale decreto corregge il rischio che i prezzi della potenza nelle aste di lungo periodo risultino diversi da quelli calcolati dall'operatore del sistema COES, determina una componente nella tariffa finale per remunerare la riserva fredda delle unità di emergenza e penalizza la potenza delle centrali che non dispongono di un contratto a lungo termine di trasporto del gas a partire da settembre 2010.
Il 29 aprile 2010 è stato pubblicato il *Decreto de Urgencia* n. 32/2010, che contiene misure per accelerare gli investimenti e facilitare il finanziamento dei progetti di generazione. Tale decreto, tra le altre cose, introduce alcune deroghe ai criteri di remunerazione della capacità disponibile che erano stati introdotti alla fine del 2008 per far fronte alle restrizioni nelle forniture di gas da Camisea e definisce alcuni poteri per il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie in caso di difficoltà delle procedure d'asta. Esso inoltre fissa i termini generali del processo di elettrificazione rurale.

Funzionamento del *Mercado de Corto Plazo* (MCP)

Nel mese di giugno è stato pubblicato il progetto di decreto supremo che introduce modifiche alle regole di funzionamento del *Mercado de Corto Plazo* (MCP), finalizzate ad aumentare la trasparenza di tale mercato (con la richiesta che gli agenti del mercato dichiarino la loro domanda prevista per il giorno successivo).
Con il *Decreto de Urgencia* n. 079/2010 del 16 dicembre 2010 è stato prorogato fino al 31 dicembre 2013 il *Decreto de Urgencia* n. 049/2008. Tale proroga si è resa necessaria in quanto non è ancora stato approvato il progetto di legge n. 4335-2010-PE (di modifica della legge n. 28832), con il quale si dovrebbe introdurre un meccanismo permanente per ridurre il rischio di alti costi marginali del sistema in caso di congestione della rete di trasmissione. Il Governo stima che entro la fine del 2013, anche grazie a vari interventi di rafforzamento infrastrutturale, dovrebbe essere superata la situazione di crisi per cui è stato necessario adottare il *Decreto de Urgencia* n. 049/2008.

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il regolatore OSINERGMIN ha fatto circolare un nuovo calcolo del *Valor Agregado de Distribución* (VAD) per le società di distribuzione, motivato da alcune obiezioni sollevate da Luz del Sur sulla fissazione del VAD effettuata a novembre 2009 per il periodo novembre 2009 - ottobre 2013. Tale modifica riduce leggermente (0,1%) la tariffa di distribuzione rispetto a quanto approvato a novembre 2009. Il 4 ottobre 2010 OSINERGMIN ha definitivamente stabilito che il VAD per Edelnor sarà mantenuto sostanzialmente invariato (+0,1%), accogliendo parzialmente l'appello della società di distribuzione.

Mercato secondario del gas naturale

Il 5 agosto 2010 il Ministero delle Risorse Energetiche e Minerarie ha approvato il decreto supremo n. 46/2010-EM, che regola il mercato secondario del gas, nel quale sarà possibile scambiare gas e capacità di trasporto attraverso aste elettroniche svolte nel *Mercado Electrónico de las Subastas de Transferencia de Producción y/o Capacidad de Transporte a firme de gas natural* (MECAP). Per un periodo di transizione non superiore a un anno le operazioni sul mercato secondario del gas potranno assumere la forma di contratti bilaterali; successivamente potrà essere utilizzato solo lo strumento delle aste centralizzate. La creazione del mercato secondario del gas consentirà anche di migliorare la flessibilità degli approvvigionamenti per il settore elettrico.

Internazionale

Francia

Legge NOME

Nel mese di marzo 2010 il Ministero per l'Energia ha diffuso una prima versione del progetto di legge *Nouvelle Organization du Marché de l'Electricité* (NOME), che riprende le principali raccomandazioni della Commissione Champsaur.
Nel mese di giugno 2010 l'Assemblea Nazionale francese ha discusso in prima lettura la legge NOME approvando

il 15 giugno 2010 un testo che presenta sostanziali modifiche e integrazioni rispetto alla prima versione. Dopo alcune importanti modifiche introdotte nel dibattito al Senato (30 settembre 2010), il testo è stato definitivamente approvato dall'Assemblea Nazionale il 24 novembre 2010 e pubblicato l'8 dicembre 2010.

La legge NOME contiene elementi di riforma che consentiranno una crescente apertura alla concorrenza del mercato elettrico francese e il superamento della tariffa TaRTAM per quei clienti finali che, dopo aver optato per un contratto con fornitori del mercato libero, intendano beneficiare nuovamente delle forniture regolate di energia.

I principali elementi di questa riforma sono:

> accesso per i fornitori alternativi a energia di base nucleare a prezzi regolati (c.d. "ARENH - *Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique*"), per un periodo transitorio di 15 anni, con volumi calcolati annualmente in funzione della quota della generazione nucleare sui consumi totali, con un tetto annuo pari a 100 TWh;

> ai fornitori viene richiesto di adattare le loro richieste di ARENH alle previsioni su volumi e profilo del proprio portafoglio e alla quota di energia nucleare utilizzata per coprirne il consumo;

> la responsabilità di allocare i volumi di ARENH ai fornitori alternativi, su base infra-annuale, viene attribuita alla CRE;

> un'entità indipendente da EDF e dai fornitori alternativi sarà incaricata di gestire gli scambi di informazioni relative all'ARENH, in modo da evitare che EDF acceda a informazioni sensibili relative ai singoli fornitori;

> a partire dal 2013 i gestori di rete potranno acquisire volumi di ARENH per compensare l'intero ammontare delle perdite (attualmente pari a circa 30 TWh); i volumi destinati a questo scopo si aggiungeranno, senza alcun tetto, ai 100 TWh destinati ai fornitori alternativi (nella prima versione della legge NOME era previsto un tetto annuo di 20 TWh);

> il prezzo dell'ARENH sarà fissato con decreto ministeriale assumendo quale riferimento il livello della TaRTAM al 31 dicembre 2010; a partire dal 2013 la responsabilità di determinare il prezzo della ARENH sarà attribuita alla CRE;

> ogni fornitore dovrà disporre di garanzie dirette o indirette di capacità di riduzione del consumo e di produzione di elettricità: ciò potrebbe dar luogo alla formazione di un mercato della capacità, prevedibilmente in vigore dal 2015;

> è stato ridotto il numero dei commissari del regolatore CRE, che d'altra parte vedrà crescere le sue responsabilità proprio nel quadro delle competenze assegnategli dalla legge NOME;

> a partire dal 2015 spariranno le tariffe regolate per i grandi consumatori di energia; saranno invece mantenute le tariffe regolate per i piccoli consumatori;

> viene introdotta una nuova tassa locale sul consumo di elettricità (TLE) per clienti con potenza impegnata superiore a 250 kVA;

> il pagamento dei costi di connessione è trasferito in capo alle società di generazione, al fine di ridurre l'impatto sulle società di distribuzione e di contenere le domande di connessione presentate dai produttori di energia rinnovabile.

Recentemente i ministri dell'energia e dell'economia francese hanno suggerito l'istituzione di una nuova commissione guidata da Paul Champsaur per fissare il prezzo dell'ARENH.

Legge Poniatowski

L'8 giugno 2010 è stata ufficialmente pubblicata la legge Poniatowski, che introduce la possibilità per i clienti finali passati al mercato libero di ritornare in un regime di forniture regolate, sebbene fino al 2015 permanga un vincolo temporale di permanenza di almeno un anno nel mercato libero. La legge ha inoltre introdotto un'estensione della TaRTAM fino a dicembre 2010, estensione ulteriormente prorogata in occasione del dibattito in Senato sulla legge NOME: le tariffe TaRTAM saranno conseguentemente in vigore sino all'effettiva attuazione del meccanismo ARENH.

Imposizione fiscale

A partire dal 2010 è in vigore una nuova imposta, la *Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux* (IFER), introdotta dalla legge finanziaria 2010. La nuova imposta, che ammonta a 2.913 euro/MW/anno, sarà pagata dagli impianti idroelettrici ed eolici con capacità superiore a 100 kW e dagli impianti nucleari e convenzionali con capacità superiore a 50 MW. La legge finanziaria 2011 ha introdotto un aumento all'ammontare dell'IFER per gli impianti eolici (5.000 euro/MW/anno).

Rapporto Roussely e politica nucleare

L'11 maggio 2010 un rapporto confidenziale redatto sotto la guida di François Roussely è stato trasmesso al Presidente della Repubblica francese. Nel mese di luglio 2010 è stata divulgata una sintesi di tale rapporto, che definisce le

linee guida della politica nucleare francese, finalizzate, tra l'altro, a sviluppare una *partnership* tra EDF e AREVA e ad accrescerne la competitività nel mercato nucleare globale, anche al fine di creare opportunità di esportazione della tecnologia nazionale.
Il rapporto suggerisce di garantire la costruzione di Flamanville 3 nelle migliori condizioni di tempo e costo e di effettuare investimenti per accrescere la disponibilità degli impianti esistenti. Riconoscendo che alcune difficoltà degli impianti EPR discendono dall'elevato numero di criteri di sicurezza imposti in fase di costruzione, il rapporto raccomanda una maggiore cooperazione tra EDF e la *Autorité de Sûreté Nucléaire* (ASN) sulla sicurezza e la durata di esercizio degli impianti nucleari francesi, al fine di garantirne una maggiore competitività. Infine, il rapporto suggerisce di integrare il portafoglio francese con impianti di minori dimensioni (1.000-1.150 MW), per i quali i clienti internazionali esprimono una forte domanda.

Tariffe regolate dell'energia elettrica

Il 15 agosto 2010 il Ministero dell'Energia francese ha definito i nuovi livelli delle tariffe finali regolate, con incrementi medi del 4%, 4,5% e 5,5% rispettivamente per piccoli, medi e grandi clienti.
Anche il livello delle tariffe TaRTAM (in vigore fino a dicembre 2010) è stato incrementato dello 0,6% in media.
La legge finanziaria 2011 ha definito un nuovo quadro di regole per il funzionamento del contributo al servizio pubblico dell'elettricità (CSPE), aumentando l'ammontare di tale componente della tariffa elettrica da 4,5 euro/MWh a 7,5 euro/MWh.

Russia

Capacity market

I volumi di capacità venduta sul mercato libero crescono parallelamente ai volumi di energia liberalizzati previsti dal decreto del 7 aprile 2007: dal 1° gennaio 2011 tutta la capacità, a eccezione dei volumi dei clienti *household*, è venduta sul mercato libero.
A valle di un lungo processo di consultazione, nei mesi di febbraio e aprile 2010 il Governo ha pubblicato due decreti per la regolamentazione del nuovo mercato della capacità a lungo termine e per la definizione dei parametri di prezzo sia per la nuova capacità sia per la capacità esistente.
Il mercato della capacità a lungo termine partirà nel 2011 nelle zone Europa e Urali (*Price Zone 1*) e Siberia (*Price Zone 2*), ognuna delle quali è a sua volta suddivisa in *Free Capacity Transfer Zones*, sulla base delle criticità di interconnessione.
La prima asta si è svolta a ottobre 2010 e ha riguardato la consegna della capacità per il 2011. Le aste per le offerte a partire dal 1° gennaio 2012, 2013, 2014 e 2015 si svolgeranno nel mese di giugno 2011. Dal 2011 le aste di capacità si svolgeranno ogni anno entro il 1° dicembre per le offerte relative ai quattro anni successivi.
Nelle zone di mercato, *Free Capacity Transfer Zones,* il prezzo si formerà dall'incontro tra domanda e offerta, con un *floor* e, dove la concorrenza tra generatori è limitata, sarà applicato un *price cap*.
Il *price cap* definito per il 2011 per le zone rilevanti per Enel (Europa e Urali, *Zone 1*) è pari a circa 3.150 euro/MW/mese, mentre restano ancora da definire le zone di applicazione e la metodologia di aggiornamento annuale del *price cap*.
Per quanto riguarda invece la nuova capacità, da costruirsi sulla base dei *Capacity Contracts* (DPM), i nuovi decreti hanno stabilito che determinati investimenti accordati con il Governo abbiano accesso a una remunerazione garantita (*capacity payment*). Le OGKs e TGKs, firmando i DPM, si impegnano a specifici obblighi di investimento in nuova capacità entro determinate scadenze. Gli obblighi di investimento in nuova capacità sono in realtà già stati assunti dagli investitori privati in fase di acquisizione delle OGKs e TGKs da RAO UES: per Enel OGK-5 tali investimenti riguardano i due nuovi cicli combinati a gas di Nevinnomysskaya e Sredneuralskaya, per una capacità pari a 410 MW ciascuno.

In base ai DPM la capacità offerta dagli impianti ha priorità di selezione nel mercato della capacità a un prezzo calcolato sui parametri definiti nei decreti ministeriali di aprile, che garantiscono la remunerazione degli investimenti per dieci anni, a partire dal 2011, senza l'applicazione del *price cap*. Le tariffe sono basate su parametri *standard* definiti sulla base di analisi di *benchmark* di mercato che assicurano la copertura parziale (71% per i CCGT con capacità maggiore di 250 MW) di costi di investimento, costi operativi, *property tax*, costi di connessione alla rete elettrica e del gas.
Inoltre, per alcuni nuovi impianti è ammessa la negoziazione di parametri *ad hoc* a copertura dei livelli effettivi di investimento. Per Enel è in corso la negoziazione per la nuova unità di Nevinnomysskaya.

Tariffe elettriche

Con il decreto n. 1045 del 21 dicembre 2009, in vigore dal 1° gennaio 2010, per le regioni povere con problemi di incasso dei crediti (Repubblica Cecena, Ingushetia, Dagestan, Severnaia Osetia, Kabardino-Balkarskaia, Karachaevo-Cerchesskaia) il Governo concede sussidi per il pagamento dell'energia, introducendo alcune misure transitorie sul mercato *wholesale* che prevedono la vendita di energia elettrica e capacità a tariffe regolate.

Mercato dei servizi ancillari

Con il decreto n. 117 del 3 marzo 2010 sono state approvate le regole per il mercato dei servizi ancillari. Gli operatori che forniranno servizi ancillari saranno selezionati entro la fine del 2010 dall'operatore responsabile per la sicurezza del sistema, *System Operator of the Unified Energy System of Russia* (SO UES).

Mercato delle emissioni

Sberbank – l'operatore incaricato della gestione dei registri ERU (crediti di emissione derivanti dai progetti *Joint Implementation* - JI) e dello svolgimento delle gare per la selezione di progetti JI per conto del Governo – ha effettuato due gare di selezione e approvazione di detti progetti.

Slovacchia

Impianti *must-run*

Il Ministero dell'Economia, con decisione n. 17/2009, ha definito i volumi di servizi ancillari che saranno forniti dall'impianto ENO (Nováky) nel 2010, stabilendo prezzi pari a quelli definiti dal regolatore URSO per il 2010: la regolazione primaria (11 MW) sarà remunerata a 73,02 euro/MWh, mentre la regolazione secondaria (31 MW) riceverà 63,06 euro/MWh.

In base a quanto disposto dall'*Energy Act* n. 656/2004, il Governo slovacco, mediante decisione n. 47/2010 del gennaio 2010, ha stabilito una proroga fino al 2020 all'obbligo dell'utilizzo di carbone nazionale, con la possibilità di un'ulteriore proroga fino al 2035. Con cadenza annuale, il Ministero dell'Economia obbligherà Slovenské elektrárne (SE) a generare e vendere elettricità prodotta da carbone nazionale. Successivamente URSO, sempre con frequenza annuale, stabilirà i prezzi per l'energia prodotta con risorse nazionali, così come i prezzi dei servizi ancillari. In virtù di ciò, ENO beneficerà di ricavi garantiti per l'energia venduta e i servizi ancillari prestati.

Ad agosto 2009 è stato definito da URSO il valore del fattore di aggiustamento previsto nella tariffa di remunerazione per ENO (Y=32,6%), che comporta per il 2010 un valore della tariffa finale per i *system cost* di ENO pari a 40,25 euro/MWh. Il fattore Y è determinante per la copertura delle variazioni di prezzo dell'energia sul mercato, del costo del carbone, della remunerazione dei servizi ancillari e per la correzione dei periodi precedenti.

Legge su "*economic interest*"

Il 2 luglio 2008 è stata pubblicata dal Governo slovacco una legge a tutela della fornitura di elettricità per i clienti domestici e le piccole imprese. La legge prevede un prezzo regolato per l'energia venduta ai clienti domestici e alle piccole imprese (con un tetto di 6 TWh annui) a partire dal 2009 e fino a quando il rapporto tra la spesa media per l'energia e il reddito delle famiglie venga riportato alla media europea degli Stati Membri. A seguito del ricorso presentato da SE presso la *Lower Court*, il 18 marzo 2010 la Corte Suprema ha confermato la decisione di quest'ultima di abrogare definitivamente la decisione del Ministero dell'Economia del 3 luglio 2008, che aveva specificato che la misura del Governo del 2 luglio 2008 prevedeva la regolamentazione del prezzo della vendita dell'energia solo per l'operatore SE.

Emission Trading

Nel corso dell'anno 2010 le emissioni prodotte da SE sono state pari a circa 3 Mton, a fronte di quote assegnate dal Piano Nazionale di Allocazione, calcolate su base *pro rata temporis,* che per lo stesso periodo di competenza sono pari a circa 5,4 Mton.

Act n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti

Il Parlamento slovacco, in data 1° dicembre 2010, ha approvato la modifica dell'atto n. 595/2003 sulla tassazione dei profitti: tale modifica introduce la tassazione sui crediti CO_2 per gli anni 2011 e 2012 ed entrerà in vigore dal 1° gennaio 2011.

Energy Act n. 656/2004

Le modifiche approvate l'8 aprile 2010 ed entrate in vigore dal 1° maggio 2010 prevedono che:

> l'operatore della rete di trasmissione SEPS sia incaricato di assumere *ad interim* il ruolo di operatore del mercato. Nel 2013 SEPS sarà formalmente l'operatore del mercato slovacco controllando al 100% la nuova Borsa dell'energia elettrica;

> sia richiesta l'opinione dell'autorità URSO per la costruzione di nuovi impianti di produzione con potenza installata maggiore di 1 MW.

Decreto URSO n. 2/2008

La sezione concernente la regolazione del mercato *wholesale* (prezzi regolati per utenti residenziali e piccole e medie imprese) è stata rimossa. Dal 2011 il prezzo per le due categorie sopra menzionate sarà stabilito in base a un processo di negoziazione tra SE e il cliente finale: il *price cap* di tale negoziazione è definito come la media degli ultimi sei mesi del *base-load* EEX (*European Energy Exchange*) incrementata del 15%.

Ordinanza governativa n. 317/2007

La modifica, approvata il 26 aprile 2010 ed entrata in vigore il 1° giugno 2010, prevede che l'imposta sulle esportazioni sia ancora in vigore, nonostante il suo valore sia pari a 0 euro/MWh.

Atomic Act n. 541/2004

La modifica, approvata il 1° aprile 2010 e in vigore dal 1° maggio 2010, prevede che le quote di contribuzione dovute dall'impresa-socio all'istituzione governativa ÚJD SR varino come segue:

> quota annuale per operare un impianto nucleare aumentata del 10%;
> quota annuale per la costruzione di un impianto nucleare aumentata del 120%;
> *una tantum* di 5.000 euro per il controllo dell'attrezzatura nucleare.

Romania

Riforma del settore elettrico

L'Autorità Antitrust, durante il mese di maggio 2010, ha effettuato una consultazione con gli operatori di mercato sulla ristrutturazione del settore elettrico rumeno proposta dal Governo. La ristrutturazione prevede la creazione di due società di generazione nelle quali confluirebbero le preesistenti imprese, concentrando circa il 95% della generazione nelle mani dello Stato. Enel ha accettato positivamente l'apertura ai commenti degli operatori e ha espresso le sue preoccupazioni per una riforma che implicherebbe forte concentrazione della generazione e scarsi incentivi agli investimenti nel settore da parte di potenziali operatori stranieri. Enel ha altresì proposto alcune soluzioni alternative in un'ottica di maggiore trasparenza del mercato all'ingrosso, maggiore liquidità negli scambi sulle piattaforme di *trading*, remunerazione adeguata per gli investitori e stabilità dell'approvvigionamento di energia.

Tariffe di distribuzione

Il 5 marzo 2010 il regolatore rumeno ANRE ha pubblicato un documento di consultazione che modifica l'*Order* n. 39/2007 sulla metodologia di calcolo della tariffa di distribuzione; la modifica proposta stabilisce un meccanismo di correzione annuale per le tariffe di distribuzione sulla differenza tra gli investimenti realizzati nell'anno e quelli previsti e remunerati *ex ante* in tariffa dal piano di investimento concordato con il regolatore all'inizio del periodo regolatorio. La normativa esistente prevede che tale aggiustamento tariffario venga fatto alla fine del periodo regolatorio. La nuova misura è stata pubblicata il 2 settembre 2010.

Bulgaria

Piano Nazionale di Allocazione 2008-2012

A dicembre 2009 il Governo bulgaro ha approvato una versione rivista del Piano Nazionale di Allocazione per il periodo 2008-2012. All'inizio di gennaio il piano è stato inviato alla Commissione Europea, e approvato il 26 aprile 2010. Per il periodo 2008-2012 si prevede che le emissioni cumulate prodotte da Enel Maritza East 3 (EME3) saranno allineate a quelle allocate per lo stesso arco temporale.
Il 10 febbraio 2010 EME3 ha siglato un accordo con NEK per il *pass-through* dei costi di acquisto della CO_2, in caso tale acquisizione risulti necessaria per il rispetto del Piano Nazionale di Allocazione. Il 20 settembre 2010 il regolatore bulgaro SEWRC non ha approvato l'accordo preso da EME3 e NEK. EME3 ha successivamente fatto ricorso alla Corte Suprema contro la decisione presa dal regolatore. L'udienza è prevista per il 9 maggio 2011.
A giugno 2010 il Ministero dell'Economia e dell'Acqua ha annunciato che potrebbe essere negata la possibilità di *trading* sul mercato della CO_2, in virtù di una decisione preliminare presa dall'organismo incaricato per l'attuazione del Protocollo di Kyoto. La decisione finale è stata presa il 28 giugno, confermando la *non compliance* della Bulgaria e la decisione di sospensione dal *trading* secondo i meccanismi di Kyoto.

Grecia

Codice di Rete

Secondo la decisione ministeriale del 30 dicembre 2009, il Codice di Rete subisce un emendamento in base al quale:

> è concesso accesso prioritario al mercato organizzato per i grandi impianti di cogenerazione (dispacciamento a prezzo zero per tutta l'elettricità "co-prodotta" dall'impianto di cogenerazione);

> è introdotta la possibilità per *Hellenic Transmission System Operator* (HTSO) di ricevere finanziamenti a breve per coprire il *deficit* nel fondo destinato a finanziare i meccanismi di incentivo alle fonti rinnovabili;

> per i *trader* che non abbiano acquisito diritti di capacità fisica si introduce il divieto di fare offerte di vendita o acquisto per attività di importazione ed esportazione di energia (fino a quel momento possibile);

> sono previste penali per i *trader* nel caso di posizione sbilanciata fra offerta nel mercato e programma di *import* o *export* comunicato all'HTSO.

Regole del mercato all'ingrosso

Il 28 aprile 2010 il regolatore greco RAE, nell'ottica di affrontare le accuse di scarsa trasparenza dei prezzi sul *Pool*, ha invitato tutti gli operatori a formulare proposte per una riforma complessiva del mercato all'ingrosso, relativamente ad alcun specifici argomenti:

> offerte relative agli impianti idroelettrici;

> incentivi/sanzioni per l'invio accurato di offerte d'acquisto e vendita;

> livello minimo delle offerte d'acquisto.

A seguito dei commenti ricevuti, il 12 giugno il regolatore ha pubblicato le seguenti proposte di modifica:

> inclusione obbligatoria del costo della CO_2 nelle offerte dei produttori sul mercato all'ingrosso, con riferimento ai prezzi EU ETS;

> eliminazione della possibilità per i produttori di offrire sotto il costo marginale più del 30% della capacità disponibile dell'impianto;

> imposizione di un prezzo di offerta minimo mensile (non più annuale) per i grandi impianti idroelettrici;

> imposizione di regole e sanzioni più severe per i produttori che non rispettino i programmi di produzione del mercato del giorno prima e le istruzioni nel mercato di dispacciamento.

A settembre 2010 il regolatore, a seguito di un processo di consultazione con i venditori e i produttori di elettricità e dei commenti ricevuti dal *Transmission System Operator* (TSO) ellenico, ha pubblicato la sua posizione finale circa le modifiche alle regole del mercato all'ingrosso con lo scopo di affrontare il presunto *gaming* dell'operatore dominante. La proposta include l'applicazione dal 1° gennaio 2011 di:

> inclusione obbligatoria del costo opportunità della CO_2 nelle offerte dei generatori nella Borsa dell'energia elettrica, solo per la parte non allocata gratuitamente;

> imposizione di uno stretto monitoraggio e disposizione di penalità in caso di dichiarazione di falsa disponibilità;

> regole più stringenti nelle offerte di energia obbligatoria da impianti idroelettrici per l'operatore dominante e limitata possibilità di modifiche infra-giornaliere della produzione;

> prolungamento del meccanismo regolato di remunerazione della capacità produttiva per l'anno 2011 con un aumento del prezzo della capacità garantita da 35.000 a 45.000 euro per MW per anno.

Energie Rinnovabili

Europa

Attuazione della direttiva 2009/28/CE

La direttiva 2009/28/CE richiede a ogni Stato Membro di adottare un Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili entro il 30 giugno 2010. Il piano deve contenere gli obiettivi nazionali del Paese in termini di percentuale di energia da fonti rinnovabili consumata nei settori di trasporti, elettricità e riscaldamento fino al 2020. Il piano deve specificare il consumo energetico atteso nel decennio 2010-2020 e le misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dalla direttiva.

Tutti gli Stati Membri hanno presentato il piano alla Commissione Europea.

Brasile

Aste per le fonti rinnovabili di energia

Il 22 luglio 2010 il regolatore brasiliano ANEEL ha approvato i regolamenti per le aste di energia di riserva e A-3 per le fonti rinnovabili idroelettriche, eoliche e da biomassa (rispettivamente regolamenti n. 05/2010 e n. 07/2010). In occasione di tali aste, svoltesi il 25 e il 26 agosto 2010, sono stati assegnati 2.892 MW di potenza installata per 70 centrali eoliche, 12 a biomassa e 7 piccole centrali idroelettriche. Il prezzo medio di assegnazione per i progetti eolici è stato di 130 real/MWh (circa 58 euro/MWh).

La durata dei contratti sarà di 15 anni per la biomassa, 20 per gli impianti eolici e 30 per gli idroelettrici.

Bulgaria

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero dell'Economia, dell'Energia e del Turismo sta predisponendo alcune modifiche al *Bulgarian Renewable and Alternative Energy Act*, al fine di recepire la direttiva 2009/28/CE e attuare le regole di più ampio respiro per lo sviluppo di investimenti in energie rinnovabili. La pubblicazione del decreto è attesa entro il 2011.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 20,6% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Cile

Legislazione sulle fonti rinnovabili di energia

Negli ultimi mesi del 2010 la Commissione sulle risorse energetiche e minerarie del Senato ha discusso la proposta di aumentare il *target* nella legge sulle fonti rinnovabili al 20% nel 2020 (in luogo del 10% nel 2024). A valle del recente voto unanime della Commissione parlamentare (ottobre 2010), il testo passerà al Senato e, successivamente, alla Camera Bassa del Cile. Il dibattito attualmente in corso nel Paese ruota intorno al possibile incremento delle tariffe finali derivante dall'aumento del *target*.

Francia

Nuove regole per la remunerazione degli impianti fotovoltaici

Il 14 gennaio 2010 è stato approvato il nuovo decreto sulle tariffe *feed-in* per gli impianti di produzione fotovoltaica. Per gli impianti che sono entrati o entreranno in esercizio nel 2010 sono in vigore le seguenti tariffe:

> 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici residenziali;
> 500 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;
> 420 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
> per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla localizzazione dell'impianto, essendo data dal prodotto di 314 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Tali tariffe resteranno costanti sino al 2011, per poi ridursi annualmente del 10% a partire dal 2012.

La regolamentazione della vendita di energia da parte di impianti fotovoltaici è stata ulteriormente precisata da due decreti pubblicati il 23 marzo 2010. Il primo precisa che una delle condizioni perché un impianto sia considerato integrato con un edificio è che la sua taglia sia inferiore a 250 kW. Il secondo definisce nel dettaglio a quali condizioni gli impianti fotovoltaici possono beneficiare delle tariffe (mediamente più favorevoli) contenute nel decreto del 10 luglio 2006. Tale precisazione si è resa necessaria visto l'elevato numero di richieste di "*contrat d'achat*" presentate nel periodo novembre 2009 - gennaio 2010.

Il 1° settembre 2010 il Ministero dell'Energia francese ha approvato un nuovo decreto sulla remunerazione degli impianti fotovoltaici, abrogando quello approvato il 14 gennaio 2010.

A partire dalla stessa data sono in vigore le seguenti tariffe:

> 580 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici domestici di taglia inferiore a 3 kWc;
> 510 euro/MWh per gli impianti integrati su edifici domestici di taglia superiore a 3 kWc e su ospedali ed edifici scolastici;
> 440 euro/MWh per gli impianti integrati su altri tipi di edifici;
> 370 euro/MWh per gli impianti a integrazione semplificata;
> per gli impianti a suolo la remunerazione dipende dalla localizzazione dell'impianto, essendo data dal prodotto di 276 euro/MWh per un coefficiente di localizzazione "R".

Le tariffe resteranno invariate per gli impianti in esercizio dal 2011 e subiranno riduzioni annuali del 10% per gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2012.

Il 10 dicembre 2010 è stato pubblicato un nuovo decreto per il settore fotovoltaico, che sospende per tre mesi le nuove richieste di tariffa *feed-in*; le uniche eccezioni previste sono le seguenti: impianti inferiori a 3 kWc; impianti per cui la proposta tecnica e finanziaria di connessione alla rete (PTF) è stata accettata nove mesi prima della pubblicazione del decreto oppure prima del 2 dicembre 2010, con avvio della produzione entro 18 mesi dall'accettazione del PTF. Le domande sospese dovranno essere ripresentate per poter beneficiare nuovamente delle tariffe *feed-in*, che dovrebbero essere nel frattempo ridefinite con un nuovo decreto.

Rinnovo delle concessioni idroelettriche

Il 22 aprile 2010 il Ministero per l'Energia ha effettuato una comunicazione relativa al rinnovo delle concessioni idroelettriche in scadenza nei prossimi anni. La comunicazione definisce la procedura e il calendario per il rinnovo, nonché i perimetri delle concessioni. Restano ancora da definire la durata delle nuove concessioni e il tetto sul livello della *royalty*.

Il primo periodo di rinnovo delle concessioni avrebbe dovuto essere avviato alla fine del 2010, per durare fino alla metà del 2012; al momento è stato accumulato un ritardo di sei mesi rispetto al calendario inizialmente stabilito dal ministero. Le concessioni interessate in questa prima fase si trovano nelle zone delle Alpi, del Massiccio Centrale e dei Pirenei, per una capacità totale di circa 5.300 MW.

L'art. 35 della legge "*Grenelle 2*" (in corso di approvazione parlamentare) definirà il quadro relativo alle *royalty* per il rinnovo delle concessioni idroelettriche.

Grenelle de l'Environnement

L'11 maggio 2010 l'Assemblea Nazionale ha votato la legge "*Grenelle 2*", che attuerà quanto disposto dalla legge *Grenelle de l'Environnement*. La stessa legge era stata approvata dal Senato l'8 ottobre 2009. Essendone stata dichiarata l'urgenza, il testo non è passato attraverso una seconda lettura delle due Camere, ma è stato sottoposto alla *Commission Mixte Paritaire* (CMP, composta da 7 deputati e 7 senatori), istituita il 17 giugno 2010 con l'incarico di definire un testo finale di compromesso che sarà sottoposto all'approvazione definitiva del Parlamento; la CMP ha espresso il suo voto conclusivo sulla legge "*Grenelle 2*" il 28 giugno 2010 e il testo è stato pubblicato ufficialmente il 13 luglio 2010.

Alcune delle novità introdotte dalla legge "*Grenelle 2*" hanno una diretta incidenza sui settori energetici. Oltre a estendere il beneficio dell'*obligation d'achat* alle amministrazioni locali, la "*Grenelle 2*" introduce un sistema di pianificazione regionale per il clima e l'energia, che comprende anche l'elaborazione di schemi regionali per la connessione alla rete delle fonti rinnovabili (con priorità per un periodo di dieci anni per la capacità rinnovabile prevista in detti schemi regionali). La legge interviene anche sui pagamenti da effettuare al momento del rinnovo delle concessioni idroelettriche: le *royalty* saranno specifiche per ogni concessione e dipenderanno dalla valorizzazione della produzione dell'impianto (con un tetto, anch'esso specifico per impianto); gli introiti da esse generati saranno ripartiti tra Stato, Province e Comuni secondo le proporzioni rispettivamente di 1/2, 1/3 e 1/6. Infine, sono state rese più stringenti le regole autorizzative dei progetti eolici: uno schema regionale per lo sviluppo eolico ridefinirà le *Zones de Développement Eolien* (ZDE) per ogni territorio; vengono introdotte una soglia minima di cinque turbine per impianto (fatta eccezione per impianti sotto i 30 metri e con capacità inferiore a 250 kW) e una richiesta di distanza minima degli impianti dalle zone abitate di 500 metri e viene introdotto l'obbligo di ICPE (procedura più complessa per gli impianti con maggiore impatto potenziale sull'ambiente) per gli impianti eolici con strutture più alte di 50 metri.

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Il Ministero per l'Energia, ricorrendo alla procedura del meccanismo d'asta prevista per le installazioni nel settore elettrico dalla legge n. 2000-108 del 10 febbraio 2000, ha lanciato a dicembre 2010 due aste riguardanti l'eolico e la biomassa. Per quanto riguarda l'asta sulle biomasse la chiusura delle offerte è prevista per fine febbraio 2011, mentre per quanto riguarda l'eolico il ministero ha definito le ubicazioni interessate (Corsica e Antille Francesi) con scadenza prevista a maggio 2011.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 27% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Grecia

Normativa di supporto alle energie rinnovabili

La decisione ministeriale del 28 dicembre 2009 ha approvato la proposta elaborata dal regolatore RAE nell'agosto del 2009 per un aumento delle *feed-in tariff* di 7,71 euro/MWh (circa il 9% rispetto al 2008) per impianti eolici e idroelettrici, con effetto retroattivo dal 1° gennaio 2009.

Legge sulle rinnovabili

Il 26 maggio il Parlamento ha votato l'attesa modifica alla legge sulle rinnovabili con le seguenti caratteristiche:

> limiti di taglia più elevati ai fini dell'esenzione dalle licenze;

> aumento del 20% della tariffa incentivante per gli impianti rinnovabili (escludendo il fotovoltaico) che

non fanno uso di alcun supporto finanziario;

> tariffa incentivante più elevata, da definire in un successivo decreto, per nuovi progetti eolici in zone con più basso numero di ore di utilizzo;
> i progetti eolici *off-shore* saranno sviluppati unicamente dallo Stato attraverso concessioni *Build-Operate-Own* (BOO);
> tariffa incentivante più elevata del 10-25% (a seconda della distanza e della capacità) in caso di impianti rinnovabili in isole non interconnesse con connessione sottomarina autofinanziata;
> maggiore differenziazione della tariffa incentivante in base alla grandezza dell'impianto e alla tecnologia.

Esplorazione di territori per la produzione geotermica

Nell'agosto 2010 il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha pubblicato un documento di consultazione per la gara d'appalto di esplorazione in quattro territori della Grecia con l'obiettivo di scoprire nuovi giacimenti geotermici che possano essere in seguito sfruttati.

Il 23 novembre il ministero ha lanciato un'asta con scadenza di sottoscrizione prevista per il 16 marzo 2011.

Estensione alle isole dello schema tariffario per pannelli fotovoltaici sul tetto

A settembre 2010 il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha annunciato la decisione di estendere lo schema tariffario per i pannelli installati sui tetti (inferiore a 10 kW) anche per le isole greche con una soglia minore (<5 kW, con l'eccezione di Creta che rimane inferiore a 10 kW). La decisione estende lo scopo del programma dalle sole installazioni su tetti di edifici residenziali a quelle sul tetto di qualsiasi costruzione.

Richieste di garanzie finanziarie per gli impianti rinnovabili esentati da licenza di produzione

Il 24 novembre il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia ha stabilito che i produttori di impianti rinnovabili, esentati dal presentare la licenza di produzione, saranno obbligati a sottoscrivere una garanzia bancaria pari a 150 euro/kW, tramite la stipula di un contratto di connessione con l'operatore di rete, con l'obbligo di connettere l'impianto entro 18 mesi.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 39,8% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Messico

Provvedimenti normativi di supporto alle energie rinnovabili

Nel mese di marzo 2010 il regolatore CRE ha approvato il "*Contrato de Interconexión para Centrales de generación de energía eléctrica con energías renovables o con generación eficiente y sus anexos*", che definisce le condizioni contrattuali – legali ed economiche – tra la società elettrica *Comisión Federal de Electricidad* (CFE) e i generatori alternativi, per i servizi di trasmissione dell'energia da questi prodotta.

A valle dell'approvazione da parte della *Comisión Federal de Mejora Regulatoria* (COFEMER), si attende al momento la pubblicazione ufficiale del modello di contratto.

I tre tipi di servizio che la CFE fornirà ai generatori sono servizi ancillari (tra cui controllo della frequenza e del voltaggio), servizi di trasmissione e acquisto di energia in situazioni di emergenza (al di fuori delle condizioni contrattuali).

È stata anche approvata la "*Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste la CFE a los generadores renovables*". Tale documento definisce l'ammontare delle tariffe dei servizi di trasmissione per il 2010 e prevede che queste siano riviste annualmente. La tariffa per alta e media tensione ammonterà a 2,2 dollari statunitensi/MWh, mentre quella per la bassa tensione sarà pari a 4,3 dollari statunitensi/MWh. Tali tariffe includono l'utilizzo dell'infrastruttura, le perdite, i servizi connessi alla trasmissione e una componente fissa per l'amministrazione del contratto. La nuova metodologia comporta per i progetti rinnovabili eleggibili un incentivo di valore variabile a seconda del livello di tensione.

Perú

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il 12 febbraio 2010 si è svolta la prima asta per la fornitura di energia da fonti rinnovabili in attuazione della legge di promozione delle fonti rinnovabili di energia (decreto legislativo n. 1002 del maggio 2008).

L'asta, la cui gestione è stata affidata al regolatore *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería*

(OSINERGMIN), si è conclusa con la selezione di una capacità totale di circa 410 MW, cui sono assegnati contratti ventennali per la fornitura di energia nel *Sistema Eléctrico Interconectado Nacional* (SEIN) a una tariffa pari al prezzo risultante dall'asta per ciascun progetto (denominato in dollari statunitensi/MWh).

La capacità risulta assegnata come segue:

> 161 MW a diciassette progetti idroelettrici, con offerte di prezzo comprese tra 50 e 70 dollari statunitensi/MWh;
> 142 MW a tre progetti eolici, con offerte di prezzo comprese tra 65 e 87 dollari statunitensi/MWh;
> 80 MW a quattro progetti fotovoltaici, con remunerazione compresa tra 215 e 225 dollari statunitensi/MWh;
> 27 MW a due progetti a biomassa, con offerte tra 52 e 110 dollari statunitensi/MWh.

Poiché la capacità da assegnare nel 2010 era stata fissata a 500 MW, la differenza tra tale capacità e quella assegnata il 12 febbraio sarà assegnata in una nuova asta, programmata per il 23 luglio 2010: tale asta sarà dedicata alla generazione da biomasse (419 GWh), fotovoltaica (8 GWh) e idroelettrica (338 MW al massimo).

Il 23 luglio 2010 si è svolta la seconda asta per l'assegnazione della capacità di generazione da fonte rinnovabile per il 2010 (500 MW in totale, 410 MW dei quali già assegnati il 12 febbraio 2010).

Romania

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Nel dicembre 2009 il Governo, con provvedimento n. 1479/2009, ha emanato la normativa di attuazione della legge n. 220/2008 per il supporto alla generazione di energia da fonti rinnovabili. La decisione governativa prevede che l'attivazione dei meccanismi di incentivo previsti (obbligo quantitativo sui fornitori di elettricità e sistema di certificati trasferibili, che possono essere commercializzati bilateralmente o su un apposito mercato) sia avviata successivamente al parere positivo della Commissione Europea. Il 9 luglio 2010 è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale l'emendamento della legge n. 220/2008 (legge n. 139/2010). Le principali modifiche rispetto alla precedente legge sono:

> incremento della quota obbligatoria di produzione annua di elettricità rinnovabile a crescere gradualmente dall'8,3% nel 2010 fino al 20% nel 2020;
> aumento della penale per i fornitori che non ottemperano alla quota obbligatoria di certificati verdi da 70 euro a 110 euro per certificato verde non posseduto;
> indicizzazione all'inflazione EU27 della penale e dei limiti minimo e massimo del prezzo dei certificati;
> due certificati verdi per MWh di produzione eolica fino al 2017 (uno successivamente);
> sei certificati verdi per MWh di produzione da impianti fotovoltaici.

Una decisione governativa stabilirà regole per il *trading* delle quote in eccesso di certificati verdi. A valle del processo di prenotifica alla Commissione Europea della legge n. 220/2008, la Direzione Generale (DG) della concorrenza ha suggerito di procedere con una notifica formale. L'avvio della notifica formale sarà gestito dal Ministero dell'Economia rumeno e includerà le modifiche presentate nella nuova legge (n. 139/2010).

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 42,6% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

Spagna

Remunerazione impianti fotovoltaici

In applicazione del regio decreto (RD) n. 1578/08, durante il 2010 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 481 MW, di cui 273 MW relativi a installazioni integrate e 208 MW a installazioni di terra. Per quanto riguarda l'andamento della remunerazione assegnata agli impianti registrati (soggetta a variare in funzione del rapporto tra la potenza registrata e i tetti di capacità relativi a ogni *convocatoria*), le tariffe *feed-in* si sono ridotte del 5,3% per le installazioni integrate di taglia inferiore o uguale a 20 kW, dell'8% per quelle integrate maggiori di 20 kW e dell'8% per le installazioni di terra.

Il 15 dicembre 2010 il Governo ha pubblicato l'esito della quarta *convocatoria* del 2010. In funzione della potenza registrata, le tariffe da applicarsi a partire dal primo trimestre del 2011 sono state ricalcolate e fissate come segue: per le installazioni integrate, 313,54 euro/MWh per impianti di taglia inferiore o uguale a 20 kW e 278,89 euro/MWh per quelli maggiori di

20 kW; per le installazioni di terra, 251,71 euro/MWh. Il 6 agosto 2010 è stato pubblicato il RD n. 1003/2010, che regola la liquidazione dell'incentivo per gli impianti fotovoltaici. A causa delle numerose anomalie riscontrate a valle di ispezioni condotte presso le installazioni, con questo provvedimento il Governo definisce una procedura per migliorare il processo di qualificazione al regime di remunerazione incentivante.

La *Comisión Nacional de Energía* (CNE) verificherà che determinati impianti individuati dalla *Dirección General de la Política Energética y Minas* (DGPEM) abbiano installato tutte le componenti necessarie a produrre energia elettrica, pena la sospensione dell'incentivo come misura cautelare e la restituzione dei pagamenti ricevuti indebitamente a valle dell'accertata non conformità.

Al fine di ottenere l'esenzione dal RD n. 1003/2010, è prevista la facoltà di rinunciare al regime economico del RD n. 661/2007 entro il 5 ottobre 2010, per passare a ricevere la remunerazione fissata dalla prima *convocatoria* del RD n. 1578/2008.

Con la risoluzione del 6 agosto 2010 la DGPEM stabilisce che le verifiche cominceranno dagli impianti iscritti nel registro amministrativo con data anteriore al 30 settembre 2008, per una capacità complessiva pari a 800 MW.

In applicazione del RD n. 1003/2010, il 24 settembre 2010 la CNE ha inviato richieste di informazione ai titolari di 9.041 impianti fotovoltaici per una potenza pari a 955 MW. La documentazione dovrà essere presentata alla CNE entro due mesi dalla data di ricezione della richiesta.

Il 28 ottobre 2010 il Ministero dell'Industria ha reso noto che ha ricevuto un totale di 907 richieste di rinuncia al regime del RD n. 661/2007 (per una capacità equivalente a 64,56 MW, significativamente inferiore alle aspettative). Il cambio di regime di remunerazione per questi impianti determinerà un risparmio annuo dei costi di sistema pari a 17,2 milioni di euro.

Il 23 novembre 2010 è stato pubblicato il RD n. 1565/2010 che disciplina la nuova remunerazione per gli impianti fotovoltaici e regola alcune caratteristiche tecniche del Regime Speciale. Tra i principali contenuti del provvedimento:

> si estende l'obbligo di adesione a centri di controllo ai gruppi di impianti maggiori di 10 MW e si impone l'obbligo di *telemetering* a impianti maggiori di 1 MW;
> si definiscono obblighi più restrittivi per il controllo della potenza reattiva;
> limite al diritto degli impianti fotovoltaici a ricevere l'incentivo a 25 anni di vita utile;
> riduzione straordinaria della remunerazione degli impianti fotovoltaici a partire dalla prossima *convocatoria* del 45% per gli impianti a terra, del 5% per installazioni integrate minori o uguali a 20 kW e del 25% per quelle maggiori di 20 kW.

Il 24 dicembre 2010 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 14/2010 recante misure urgenti per la correzione del *deficit* tariffario. Il provvedimento, tra i vari interventi, ha imposto un limite al numero di ore di funzionamento con diritto a ricevere incentivo per gli impianti fotovoltaici.

Remunerazione impianti eolici e solari termici

Con il RD n. 1614/2010, pubblicato l'8 dicembre 2010, sono stati modificati alcuni aspetti del quadro regolatorio della generazione da impianti eolici e solari termici. Tra le modifiche più significative, relativamente alla generazione da fonte eolica:

> riduzione temporanea del 35% (dal 2011 al 2012) del premio di riferimento (*prima de referencia*);
> numero massimo di ore (2.589) con diritto a ricevere incentivo, il resto delle ore avrà solo *market price*;
> non si modificherà in futuro la remunerazione di impianti in esercizio e di quelli nel preregistro;
> addizionali 300 MW per gli impianti non registrati ma con "*acta de puesta in marcha*" anteriore al 1° maggio 2010 e 600 MW per impianti nelle Canarie;
> regime economico specifico per impianti sperimentali per una capacità complessiva fino a 160 MW con remunerazione ex RD n. 661/2007.

Relativamente a impianti solari termici:

> soppressione dell'opzione *pool*, più premio nel primo anno di esercizio;
> ritardo nella costruzione di alcuni progetti;
> numero massimo di ore con diritto a ricevere incentivo definito a seconda della tecnologia, il resto delle ore avrà solo *market price*;
> non si modificherà in futuro la remunerazione di impianti in esercizio e di quelli nel preregistro;
> regime economico specifico per impianti innovativi (fino a 80 MW).

Aggiornamenti tariffari

Con l'ordine ministeriale n. 3519/09 del 31 dicembre 2009 il Governo ha aggiornato i valori di tariffe, premi, limiti superiori e inferiori degli impianti rinnovabili che rientrano nel regime remunerativo stabilito dal RD n. 661/2007 (tariffa *feed-in* integrata o a premio). Tali valori sono stati rivisti al ribasso a causa di una riduzione dell'indice dei prezzi al consumo.

Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)

Il Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili, presentato alla Commissione Europea, fissa un obiettivo pari a circa il 40% per il contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali lordi di elettricità.

USA

Carbon Regulation

Il 12 maggio 2010 i Senatori John Kerry e Joe Lieberman hanno divulgato pubblicamente i dettagli dell'*"American Power Act",* in base al quale vengono definiti gli incentivi finanziari per la costruzione di impianti nucleari, un meccanismo di *cap-and-trade* con prezzi minimo (12 dollari statunitensi) e massimo (25 dollari statunitensi) che aumenteranno rispettivamente del 3% e 5% annualmente sull'inflazione. La proposta prevede inoltre un sistema *Renewable Portfolio Standard* (RPS) federale con quote obbligatorie di produzione di energia rinnovabile. Successivamente, le proposte legislative di istituzione di un sistema federale di scambio di permessi di emissione CO_2 e di RPS federale sono state accantonate, stante l'impossibilità di raggiungere un accordo politico. In parallelo, l'*Environmental Protection Agency* (EPA), cui è stata riconosciuta per via giudiziaria la competenza di regolare le emissioni di gas serra in base al *Clean Air Act,* ha sviluppato una nuova proposta di autorizzazione a emettere i gas serra per i siti industriali in base al rispetto di determinate *performance* di emissione, applicabili a partire dal 2011. La proposta EPA si applica a impianti industriali, raffinerie, impianti petrolchimici, centrali elettriche e copre solo

13 Stati. Tutti i siti industriali coperti dalla regolazione EPA e che emettono più di 25.000 tonnellate di CO_2 l'anno devono riportare le loro emissioni per il 2010 entro il 31 marzo 2011.

A livello sub-federale, il *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI), che interessa gli Stati del nord-est, è il solo programma *cap-and-trade* operativo in Nord America e, nel 2011, si lavorerà a una sua revisione per abbassarne il *cap*.

La California ha inoltre adottato un regolamento per introdurre lo schema ETS nel dicembre 2010, che dovrebbe entrare in vigore il 1° gennaio 2012. Si applicherà ai siti industriali, incluse raffinerie e centrali elettriche che emettono più di 25.000 tonnellate di CO_2 l'anno. È prevista l'attivazione del sistema nel corso del 2011.

Legge di supporto alle energie rinnovabili

Il *Recovery Plan*, ossia il piano di aiuti all'economia adottato dal Congresso americano il 12 febbraio 2009, prevede, tra le altre misure per il settore energetico, specifici meccanismi di incentivo alle rinnovabili, tra cui 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.

Il 16 dicembre 2010 il Senato ha approvato l'estensione della Sezione n. 1602 "*Cash Grant*" dell'*American Recovery and Reinvestment A*ct. La stessa è stata approvata definitivamente presso la *House of Representatives* il 21 dicembre 2010, consentendo agli impianti in costruzione negli anni 2009, 2010 e 2011 o completati nel trienno stesso, di aderire al programma di *Cash Grant*.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di *performance*

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e contenuti nel Bilancio consolidato. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di *performance* alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e che il *management* ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal *business*. Nel seguito sono forniti, in linea con la raccomandazione CESR/05-178b pubblicata il 3 novembre 2005, i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della *performance* operativa ed è calcolato sommando al "Risultato 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", dei "Crediti finanziari per *deficit* sistema elettrico spagnolo", "Titoli

diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" e di altre partite, inclusi nella voce "Attività finanziarie non correnti";
> dei "Finanziamenti a lungo termine";
> del "TFR e altri benefíci 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, inclusi nella voce "Attività finanziarie correnti";
> delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine".

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

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

Indebitamento finanziario netto: rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è determinato dai "Finanziamenti a lungo termine", dalle quote correnti a essi riferiti, dai "Finanziamenti a breve termine", al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" e delle "Attività finanziarie correnti" e "non correnti" non precedentemente considerate nella definizione degli altri indicatori di *performance* patrimoniale. Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2009

> acquisizione, in data 9 gennaio 2009, del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; essendo controllata da Endesa, la società è consolidata con il metodo proporzionale fino al 25 giugno 2009 e, successivamente a tale data, con il metodo integrale;
> cessione, in data 1° aprile 2009, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;
> acquisizione, in data 25 giugno 2009, da parte di Enel, tramite la sua controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto,

direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito di tale operazione, Enel detiene nel capitale di Endesa una partecipazione pari al 92,06% e ha il pieno controllo della società spagnola. Conseguentemente, a partire da tale data il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel passa da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale;

> cessione, in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel, per mezzo di Artic Russia, un'influenza notevole sulla gestione della società, SeverEnergia viene valutata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché consolidata con il metodo proporzionale;

> cessione, in data 30 settembre 2009, da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas. A seguito di tale operazione la partecipazione di Enel in Enel Rete Gas passa dal 99,88% al 19,8% con la conseguente perdita del controllo. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel un'influenza notevole sulla gestione della società, Enel Rete Gas viene valutata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché consolidata con il metodo integrale.

2010

> costituzione della società SE Hydropower, attiva nella generazione di energia elettrica nella provincia di Bolzano, che il Gruppo consolida dal 1° giugno 2010 con il metodo integrale pur detenendo il 40% a seguito di specifici patti parasociali che regolano la *governance* della società; a tal proposito si segnala che i *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con tale operazione sono iscritti in via provvisoria in attesa di definizione puntuale, secondo quanto previsto dall'IFRS 3;

> cessione, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

> cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragon, acquisita precedentemente da Nubia 2000.

Nei dati economici relativi all'esercizio 2009, inclusi ai fini comparativi nel presente Bilancio consolidato, sono stati rappresentati come *discontinued operations* i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonché il risultato negativo derivante dalla cessione dell'80% del capitale della società avvenuta in data 30 settembre 2009. Tali risultati includono, tra gli altri, per un ammontare pari a 136 milioni di euro, l'adeguamento del valore delle attività riferite alla società, effettuato nel corso del primo trimestre del 2009, quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione, nonché il risultato negativo emergente dalla cessione, pari a 73 milioni di euro.

Le modifiche intervenute ai criteri di contabilizzazione di talune attività relative a servizi effettuati in regime di concessione (IFRIC 12) e delle cessioni di attività da parte della clientela (IFRIC 18) hanno determinato la rettifica dei saldi di alcune voci rispetto a quanto presentato nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009. In particolare, l'applicazione a partire dal 1° gennaio 2010, in via retrospettica, delle interpretazioni contenute nell'IFRIC 12 ha prodotto coerenti riclassifiche tra voci patrimoniali al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 2009, mentre l'applicazione prospettica, a partire dalla data del 1° luglio 2009, delle disposizioni contenute nell'IFRIC 18 ha comportato la rideterminazione di talune voci patrimoniali ed economiche al 31 dicembre 2009.

Inoltre, i dati patrimoniali presentati nel Bilancio consolidato 2009 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti dalla determinazione in via definitiva, avvenuta nel corso del primo semestre del 2010 entro i termini previsti dall'IFRS 3, del *fair value* delle attività acquisite e delle passività e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa (avvenuta in data 25 giugno 2009). Le principali rettifiche, rispetto alla determinazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2009 dei *fair value* delle attività acquisite delle passività e delle passività potenziali assunte, sono riconducibili ai seguenti fenomeni:

> adeguamento del valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;

> determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche sopra descritte;
> allocazione, ove applicabile, delle suddette rettifiche al patrimonio netto di terzi.

I dati economici e patrimoniali presentati e commentati nella presente Relazione sulla gestione tengono già conto degli effetti derivanti dalle modifiche ai criteri di contabilizzazione e dal completamento del processo di allocazione del prezzo descritti precedentemente.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009	
Totale ricavi	73.377	64.362	9.015	14,0%
Totale costi	56.177	48.255	7.922	16,4%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	280	264	16	6,1%
MARGINE OPERATIVO LORDO	**17.480**	**16.371**	**1.109**	**6,8%**
Ammortamenti e perdite di valore	6.222	5.339	883	16,5%
RISULTATO OPERATIVO	**11.258**	**11.032**	**226**	**2,0%**
Proventi finanziari	2.576	3.593	(1.017)	-28,3%
Oneri finanziari	5.774	5.334	440	8,2%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(3.198)**	**(1.741)**	**(1.457)**	**83,7%**
Quota proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**14**	**54**	**(40)**	**-74,1%**
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**8.074**	**9.345**	**(1.271)**	**-13,6%**
Imposte	2.401	2.597	(196)	-7,5%
RISULTATO DELLE *CONTINUING OPERATIONS*	**5.673**	**6.748**	**(1.075)**	**-15,9%**
RISULTATO DELLE *DISCONTINUED OPERATIONS*	**-**	**(158)**	**158**	**-**
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	**5.673**	**6.590**	**(917)**	**-13,9%**
(Utili)/Perdite di pertinenza di terzi	(1.283)	(1.004)	(279)	27,8%
RISULTATO NETTO DEL GRUPPO	**4.390**	**5.586**	**(1.196)**	**-21,4%**

Ricavi

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	64.045	56.285	7.760
Vendita e trasporto di gas ai clienti finali	3.574	2.996	578
Plusvalenze da cessione di attività	127	363	(236)
Altri servizi, vendite e proventi diversi	5.631	4.718	913
Totale	**73.377**	**64.362**	**9.015**

Ricavi per oltre 73 milioni di euro

Nel 2010 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 64.045 milioni di euro, in crescita di 7.760 milioni di euro rispetto al 2009 (+13,8%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> crescita di 8.448 milioni di euro dei ricavi all'estero, di cui 7.741 milioni di euro riferibili ai maggiori ricavi di

Endesa. In particolare, l'incremento dei ricavi del gruppo spagnolo è relativo, per 3.118 milioni di euro, all'effetto del cambio di metodo di consolidamento della società da proporzionale a integrale, avvenuto a partire dalla fine di giugno 2009, per 2.180 milioni di euro agli effetti positivi connessi ai cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione in Spagna, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), per 1.329 milioni di euro ai maggiori ricavi conseguiti in Europa e America Latina a fronte essenzialmente dell'incremento delle quantità di energia elettrica vendute, e per 1.114 milioni di euro ai maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare. Oltre alla variazione positiva relativa a Endesa, l'andamento dei ricavi da vendita di energia elettrica all'estero riflette sostanzialmente l'aumento dei ricavi, per 239 milioni di euro, conseguiti dalle società in America Latina della Divisione Energie Rinnovabili, correlato all'incremento nelle quantità vendute in uno scenario di prezzi crescenti, i maggiori ricavi delle attività in Russia per 602 milioni di euro (Enel OGK-5 e RusEnergoSbyt), nonché la crescita dei ricavi in Francia e in Europa sudorientale per complessivi 148 milioni di euro connessa essenzialmente alle maggiori quantità vendute;

> riduzione, per 1.581 milioni di euro, dei ricavi di vendita e trasporto di energia elettrica in Italia sul mercato libero e su quello di maggior tutela per effetto essenzialmente della diminuzione delle quantità vendute e dei prezzi medi di vendita, parzialmente compensata dall'incremento dei ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica verso altri rivenditori per 1.430 milioni di euro;

> diminuzione dei ricavi di vendita sulla Borsa dell'energia elettrica e sul Mercato per il Servizio di Dispacciamento per 1.040 milioni di euro a seguito del calo dei prezzi medi di vendita e della riduzione delle quantità vendute. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi di vendita verso l'Acquirente Unico (662 milioni di euro) relativi a contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione in Italia;

> decremento per 162 milioni di euro dei ricavi per vendite all'ingrosso.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas ai clienti finali** risultano in crescita di 578 milioni di euro (+19,3%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento risente del cambio del metodo di consolidamento di Endesa (178 milioni di euro) e dei maggiori ricavi conseguenti sul mercato italiano (105 milioni di euro) e spagnolo (295 milioni di euro) per effetto essenzialmente dell'incremento dei prezzi medi di vendita e delle quantità vendute rispetto all'esercizio precedente, quest'ultimo caratterizzato da una riduzione dei consumi dovuta al rallentamento dell'economia nazionale.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel 2010 a 127 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente alla plusvalenza rilevata sulla cessione delle reti elettriche di alta tensione spagnole (55 milioni di euro), al risultato positivo della cessione dell'80% del capitale della società Nubia 2000 detentrice delle attività di distribuzione di gas in Spagna (15 milioni di euro), nonché ad altre cessioni di partecipazioni minori in Italia.
Nel 2009 la stessa voce ammonta a 363 milioni di euro ed è riferita alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT) avvenuta in data 1° aprile 2009 (295 milioni di euro) e al provento derivante dalla cessione di SeverEnergia (68 milioni di euro).

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2010 a 5.631 milioni di euro (4.718 milioni di euro nel 2009) evidenziando un aumento di 913 milioni di euro (+19,4%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

> maggiori vendite di combustibili per *trading* per 135 milioni di euro, sostanzialmente connesse sia alle maggiori vendite sul mercato iberico e latinamericano, sia al citato cambio del metodo di consolidamento di Endesa;

> incremento dei ricavi per contributi di allacciamento relativo per 221 milioni di euro all'applicazione dell'IFRIC 18 avvenuta a partire dal 1° luglio 2009;

> crescita dei ricavi per vendita di beni per 620 milioni di euro, dovuta principalmente alle maggiori vendite di moduli fotovoltaici (148 milioni di euro) e di CERs e di EUAs (507 milioni di euro), il cui effetto è stato parzialmente compensato dalle minori cessioni di certificati verdi per 120 milioni di euro;

> incremento degli altri ricavi per 191 milioni di euro, a seguito del cambio di metodo di consolidamento di Endesa;

> decremento delle attività per lavori di ingegneria e costruzioni verso terzi al Gruppo, per 250 milioni di euro, e conclusione, avvenuta a dicembre 2009, dell'erogazione da parte dalla Cassa Conguaglio Servizio Elettrico dei contributi a titolo di rimborso per gli *stranded cost* per il gas nigeriano (145 milioni di euro).

Costi

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Acquisto di energia elettrica	24.714	23.660	1.054
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	6.892	5.835	1.057
Combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali	2.655	2.003	652
Materiali	2.321	1.408	913
Costo del personale	4.907	4.908	(1)
Servizi e godimento beni di terzi	13.503	9.757	3.746
Altri costi operativi	2.950	2.277	673
Costi capitalizzati	(1.765)	(1.593)	(172)
Totale	**56.177**	**48.255**	**7.922**

I costi per **acquisto di energia elettrica** si incrementano nel 2010 di 1.054 milioni di euro (+4,5%). Tale andamento è riferibile principalmente ai maggiori costi di acquisto di Endesa (743 milioni di euro) connessi agli effetti derivanti dall'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) citata nel commento ai ricavi di vendita di energia elettrica, nonché alla variazione del metodo di consolidamento da proporzionale a integrale (523 milioni di euro) della società spagnola dalla fine di giugno 2009. L'incremento dei costi di acquisto di energia elettrica all'estero è inoltre attribuibile ai maggiori costi per acquisto di energia elettrica sui mercati russo e slovacco per complessivi 469 milioni di euro, parzialmente compensati dalla diminuzione degli acquisti di energia elettrica destinata alla vendita sui mercati domestici (per 1.135 milioni di euro) a seguito del calo della relativa domanda.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2010 sono pari a 6.892 milioni di euro, in aumento di 1.057 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (+18,1%). Tali incremento risente, oltre che del cambio di metodo di consolidamento di Endesa (507 milioni di euro), dell'incremento dei costi per consumo di combustibili da parte delle società estere connesso alle maggiori quantità utilizzate nella generazione da fonte termoelettrica (712 milioni di euro), i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalla contrazione delle quantità consumate dalla generazione in Italia (162 milioni di euro).

I costi per l'acquisto di **combustibili per *trading* e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 2.655 milioni di euro, in aumento di 652 milioni di euro (+32,6%) rispetto all'esercizio 2009. Tale variazione positiva è riferibile ai maggiori acquisti di gas naturale destinati al mercato domestico e spagnolo per le vendite ai clienti finali conseguenti alla crescita della domanda (533 milioni di euro), nonché agli effetti derivanti dal cambio di metodo di consolidamento di Endesa (119 milioni di euro).

I costi per **materiali** sono pari a 2.321 milioni di euro nel 2010 e sono in crescita di 913 milioni di euro rispetto all'esercizio 2009. L'incremento registrato è principalmente connesso alle attività delle società appartenenti alla Divisione Iberia e America Latina, alla Divisione Internazionale e alla Divisione Energie Rinnovabili, nonché all'effetto della differente contribuzione di Endesa conseguente al cambio del metodo di consolidamento.

Il **costo del personale** nel 2010 è pari a 4.907 milioni di euro, in diminuzione di 1 milione di euro con un decremento della consistenza media del 4,2%. Escludendo l'effetto della variazione dell'area di consolidamento tra i due esercizi e l'incidenza degli oneri per il rinnovo contrattuale, il costo del lavoro nel 2010 è in diminuzione di 298 milioni di euro (-5,8%) a fronte di una contrazione dell'organico medio pari al 3,2%.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2010 ammontano a 13.503 milioni di euro, in crescita di 3.746 milioni di euro (+38,4%) rispetto all'esercizio 2009. Tale andamento riflette i maggiori vettoriamenti passivi di energia elettrica sui mercati domestici (per complessivi 333 milioni di euro) e sui mercati in cui opera Endesa (2.696 milioni di euro). In particolare, tali ultimi incrementi sono relativi, per 1.437 milioni di euro, agli effetti

derivanti dai cambiamenti regolatori legati all'applicazione della TUR, per 458 milioni di euro al diverso metodo di consolidamento della società spagnola, nonché all'incremento nei costi sostenuti per lo smaltimento dei rifiuti nucleari per 177 milioni di euro.

Gli **altri costi operativi** nell'esercizio 2010 ammontano a 2.950 milioni di euro, in crescita di 673 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+29,6%). In particolare, tale incremento riflette essenzialmente gli effetti del citato cambio di metodo di consolidamento di Endesa (183 milioni di euro), gli oneri di sistema attribuiti, dal regio decreto n. 14/2010, alle società di generazione in Spagna non da fonte rinnovabile (233 milioni di euro), nonché l'incremento degli oneri per emissioni inquinanti (79 milioni di euro). Tali effetti negativi sono solo parzialmente compensati dalla riduzione degli acquisti di certificati verdi.

Nell'esercizio 2010 i **costi capitalizzati** sono in crescita di 172 milioni di euro (+10,8%) per effetto principalmente delle attività relative alle società della Divisione Internazionale.

I **proventi/(oneri) netti da gestione rischio *commodity*** sono positivi per 280 milioni di euro nel 2010 (264 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2010 si riferisce per 342 milioni di euro ai proventi netti su posizioni chiuse nell'esercizio (269 milioni di euro di proventi netti nel 2009), parzialmente compensati per 62 milioni di euro dagli oneri netti da valutazione al *fair value* dei contratti derivati in essere a fine esercizio (5 milioni di euro di oneri netti nel 2009).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono in crescita di 883 milioni di euro (+16,5%). L'incremento riflette per 627 milioni di euro i maggiori ammortamenti e perdite di valore sulle attività materiali e immateriali, correlati essenzialmente alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa (443 milioni di euro) e agli effetti generati dall'allocazione definitiva del costo sostenuto per l'acquisto del 25,01% del capitale sociale della società spagnola (60 milioni di euro). Tale variazione risente inoltre delle maggiori perdite di valore su crediti commerciali per 141 milioni di euro, e include l'adeguamento di valore dell'avviamento di Endesa Ireland per 115 milioni di euro, effettuato in base a valutazioni del *management* sulla possibile recuperabilità del valore di tale società, classificata al 31 dicembre 2010 come "posseduta per la vendita".

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2010 si attesta a 11.258 milioni di euro, con una crescita di 226 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (+2,0%).

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2010 sono pari a 3.198 milioni di euro, in aumento di 1.457 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è riconducibile alla diminuzione dei proventi finanziari per 1.017 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della rilevazione nell'esercizio 2009 del provento, pari a 970 milioni di euro, derivante dalla valutazione al *fair value* della *put option* concessa ad Acciona sul 25,01% del capitale di Endesa, e all'aumento degli oneri finanziari per 440 milioni di euro. Tale ultimo incremento è riferibile, prevalentemente, ai maggiori oneri derivanti dal consolidamento integrale del debito di Endesa, alle differenze negative di cambio, nonché agli effetti derivanti dalla strategia di rifinanziamento del debito, intrapresa da Enel nell'ultimo trimestre del 2009 e continuata nel corso del 2010, volta a ridefinire la vita media residua del debito.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2010 è positiva per complessivi 14 milioni di euro, in diminuzione di 40 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Le **imposte** dell'esercizio 2010 ammontano a 2.401 milioni di euro (2.597 milioni di euro nel 2009) con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,7% a fronte di un'incidenza del 27,8% nell'esercizio 2009.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	98.994	96.557	2.437
- avviamento	18.470	19.045	(575)
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.033	1.029	4
- altre attività/(passività) non correnti nette	(639)	(2.267)	1.628
Totale	**117.858**	**114.364**	**3.494**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	12.505	13.010	(505)
- rimanenze	2.803	2.500	303
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(1.889)	(1.011)	(878)
- altre attività/(passività) correnti nette	(3.830)	(4.409)	579
- debiti commerciali	(12.373)	(11.174)	(1.199)
Totale	**(2.784)**	**(1.084)**	**(1.700)**
Capitale investito lordo	**115.074**	**113.280**	**1.794**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefíci ai dipendenti	(3.069)	(3.110)	41
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(14.156)	(13.715)	(441)
Totale	**(17.225)**	**(16.825)**	**(400)**
Attività nette possedute per la vendita	**620**	**348**	**272**
Capitale investito netto	**98.469**	**96.803**	**1.666**
Patrimonio netto complessivo	**53.545**	**45.933**	**7.612**
Indebitamento finanziario netto	**44.924**	**50.870**	**(5.946)**

Le *attività materiali e immateriali,* inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2010 a 98.994 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 2.437 milioni di euro. Tale aumento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (7.090 milioni di euro), dagli effetti positivi delle differenze cambio associate (3.331 milioni di euro), al netto degli ammortamenti e delle perdite di valore (5.304 milioni di euro), e dalla classificazione, per complessivi 2.729 milioni di euro, alla voce "Attività nette possedute per la vendita" delle attività inerenti alla rete di trasmissione elettrica in Spagna, alle attività riferibili a Endesa Gas (ora Nubia 2000), Endesa Ireland, Enel Maritza East 3 (e relativa *holding* di controllo), Enel Operations Bulgaria (e relativa *holding* di controllo), Enel Green Power Bulgaria, nonché alle attività di Enel Unión Fenosa Renovables rientranti nel perimetro oggetto di futura cessione in base agli accordi sottoscritti con Gas Natural il 30 luglio 2010.

L'*avviamento*, pari a 18.470 milioni di euro, registra una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2009 pari a 575 milioni di euro. Tale variazione riflette principalmente la classificazione (per complessivi 878 milioni di euro) tra le "Attività nette possedute per la vendita" dei *goodwill* riferibili alle società Endesa Gas, Endesa Ireland, alle sopra citate società bulgare e alle attività oggetto di futura cessione di Enel Unión Fenosa Renovables. Tale effetto è parzialmente compensato dall'incremento dell'avviamento di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, conseguente alla variazione (pari a 210 milioni di euro) della valutazione del debito associato al possibile esercizio della *put option* concessa alla minoranza azionaria delle due società, oltre che all'effetto positivo della differenza cambi associata ai *goodwill* espressi in valuta diversa dall'euro (82 milioni di euro).

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.033 milioni di euro e non presentano variazioni significative rispetto al 31 dicembre 2009.

Le *altre attività/(passività) non correnti nette* al 31 dicembre 2010 sono negative per 639 milioni di euro, in aumento

di 1.628 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. La variazione è imputabile ai seguenti fattori:

> incremento, pari a 1.154 milioni di euro, delle attività finanziarie non correnti, dovuto essenzialmente alle maggiori attività connesse a strumenti derivati per 544 milioni di euro, alla variazione positiva rilevata nelle partecipazioni in altre imprese che risente prevalentemente dell'incremento (362 milioni di euro) di valore della partecipazione in Bayan Resources, nonché all'incremento (125 milioni di euro) delle attività finanziarie rilevate in relazione alle attività esercite in regime di concessione;

> diminuzione di 46 milioni di euro dei crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati, sostanzialmente da riferire alla riclassifica (nella quota a breve termine) dei crediti relativi all'integrazione sconto pensionati e ai contributi per i titoli di efficienza energetica;

> incremento degli altri crediti non correnti per 132 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla rilevazione da parte di Enel Distribuzione del credito relativo al riconoscimento in tariffa delle dismissioni anticipate dei contatori elettromeccanici, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica tra i crediti finanziari a lungo termine del credito vantato da Slovenské elektrárne nei confronti del Fondo per il *Decommissioning* Nucleare slovacco;

> decremento, pari a 373 milioni di euro, delle passività finanziarie non correnti per effetto delle minori passività connesse a strumenti derivati;

> decremento delle altre passività non correnti per 15 milioni di euro.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 2.784 milioni di euro al 31 dicembre 2010, con un decremento di 1.700 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

> decremento dei *crediti commerciali*, pari a 505 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della riduzione dei crediti per vendite di energia elettrica nel mercato domestico, dovuta al decremento delle quantità prodotte e intermediate, parzialmente compensato dall'incremento dei crediti commerciali per trasporto e vendita di energia elettrica all'estero, da correlare all'incremento delle vendite effettuate;

> crescita delle *rimanenze*, pari a 303 milioni di euro, riferibile in massima parte alla variazione delle rimanenze di combustibile, in particolar modo di gas naturale;

> diminuzione dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati*, pari a 878 milioni di euro. La variazione risente principalmente degli incassi effettuati da Endesa riferiti ai meccanismi di perequazione sul mercato elettrico spagnolo, cui si aggiunge la perdita del diritto al rimborso di alcune componenti a favore delle società distributrici di energia elettrica in Spagna con l'ingresso della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR);

> aumento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 579 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- diminuzione di 1.091 milioni di euro dei debiti netti per imposte sul reddito; tale decremento è sostanzialmente correlabile ai versamenti di imposte per 3.275 milioni di euro, i cui effetti sono parzialmente compensati dalla rilevazione delle imposte correnti (al netto delle rettifiche degli esercizi precedenti), pari a 2.528 milioni di euro. In particolare, i pagamenti di imposte si riferiscono, oltre che al saldo delle imposte correnti sul reddito, alle rate dell'esercizio 2010 relative all'imposta sostitutiva dovuta per il riallineamento, effettuato essenzialmente nel corso del 2008 da talune società italiane, dei valori civilistici e fiscali delle attività materiali (legge n. 244/07);
- minori attività correnti nette per 585 milioni di euro, sostanzialmente da riferire al decremento dei crediti tributari netti diversi dalle imposte correnti sul reddito per 371 milioni di euro, all'incremento dei debiti netti nei confronti del personale per 147 milioni di euro, nonché ai maggiori debiti su operazioni di acquisizione di partecipazioni (per complessivi 45 milioni di euro), riferiti all'incremento del *fair value* sul debito associato alla *put option* concessa alle minoranze azionarie di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, parzialmente compensato dal pagamento, nel corso del 2010, del debito relativo all'acquisizione di Bayan Resources avvenuta nell'esercizio 2008;
- maggiori attività finanziarie correnti nette per 73 milioni di euro, da riferire a maggiori derivati attivi correnti netti per 159 milioni di euro, il cui effetto è parzialmente compensato dall'incremento dei debiti e ratei per interessi sui finanziamenti;

> crescita dei *debiti commerciali*, pari a 1.199 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 17.225 milioni di euro, sono in crescita di 400 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Tale variazione è da ricondurre ai seguenti fattori:

> aumento della passività per imposte differite nette di 261 milioni di euro, relativo principalmente alla quota rilevata a Conto economico e agli effetti delle differenze cambio relative alle passività nette delle società aventi valuta diversa dall'euro, al netto della riclassifica alle "Attività nette possedute per la vendita" della passività netta riferita a Endesa Gas e a Endesa Ireland;

> incremento dei fondi rischi e oneri per 180 milioni di euro, relativo ad accantonamenti (al netto dei relativi rilasci) a Conto economico per 1.091 milioni di euro, parzialmente compensati da utilizzi per 801 milioni di euro;

> decremento del TFR e degli altri benefíci relativi al personale per 41 milioni di euro.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 620 milioni di euro al 31 dicembre 2010, includono sostanzialmente talune attività detenute da Endesa in Irlanda e America Latina che, in ragione delle decisioni assunte dal *management*, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le "Attività possedute per la vendita", le attività di Enel Unión Fenosa Renovables, che saranno oggetto di cessione in base all'accordo siglato con Gas Natural in data 30 luglio 2010, nonché le attività relative alle sopra citate società bulgare. La variazione rispetto al 31 dicembre 2009, oltre che l'inclusione delle società bulgare e delle attività di Enel Unión Fenosa Renovables che rientrano nel perimetro di dismissione contenuto nel citato accordo, riflette le cessioni da parte di Endesa di talune attività detenute in Grecia e della partecipazione dell'1% in Red Eléctrica de España avvenute nel corso del 2010.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2010 è pari a 98.469 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 53.545 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 44.924 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2010, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,84 (1,11 al 31 dicembre 2009).

Analisi della struttura finanziaria

Indebitamento finanziario netto

L'*indebitamento finanziario netto* è dettagliato, in quanto a composizione e variazioni, nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	15.584	21.632	(6.048)
- obbligazioni	34.401	31.889	2.512
- *preference share*	1.474	1.463	11
- debiti verso altri finanziatori	981	866	115
Indebitamento a lungo termine	*52.440*	*55.850*	*(3.410)*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.567)	(8.044)	5.477
Indebitamento netto a lungo termine	**49.873**	**47.806**	**2.067**
Indebitamento a breve termine:			
Finanziamenti bancari:			
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	949	1.438	(489)
- utilizzo linee di credito *revolving*	50	20	30
- altri finanziamenti a breve verso banche	231	927	(696)
Indebitamento bancario a breve termine	*1.230*	*2.385*	*(1.155)*
Obbligazioni (quota a breve)	1.854	1.096	758
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	196	375	(179)
Commercial paper	7.405	6.573	832
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	343	2	341
Altri debiti finanziari a breve termine	180	20	160
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*9.978*	*8.066*	*1.912*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(9.290)	(767)	(8.523)
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	(319)	(304)	(15)
Crediti finanziari e *cash collateral*	(718)	(893)	175
Altri crediti finanziari a breve termine	(571)	(1.156)	585
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.259)	(4.267)	(992)
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(16.157)*	*(7.387)*	*(8.770)*
Indebitamento netto a breve termine	**(4.949)**	**3.064**	**(8.013)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**44.924**	**50.870**	**(5.946)**
Indebitamento finanziario netto "Attività possedute per la vendita"	**636**	**63**	**573**

L'indebitamento finanziario netto è pari a 44.924 milioni di euro al 31 dicembre 2010, in diminuzione di 5.946 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

Tale decremento risente essenzialmente delle dismissioni di *asset* realizzate nel corso del 2010 e del buon andamento dei flussi di cassa generati dalla gestione operativa. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dal pagamento dei dividendi e dagli effetti negativi delle differenze cambio, attribuibili, queste ultime, alla valutazione al cambio corrente degli strumenti di debito emessi da società che adottano l'euro come valuta locale (peraltro coperti da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap)*, nonché alla conversione in euro dell'indebitamento delle società del Gruppo che hanno una moneta di conto diversa dall'euro stesso.

L'indebitamento finanziario netto a lungo termine registra un incremento di 2.067 milioni di euro, quale saldo della riduzione del debito lordo a lungo termine di 3.410 milioni di euro e della riduzione dei crediti finanziari a lungo termine di 5.477 milioni di euro.

In particolare, i finanziamenti bancari, pari a 15.584 milioni

di euro, evidenziano una riduzione pari a 6.048 milioni di euro, dovuta principalmente a:

> rimborsi volontari del *Credit Facility* 2007 e 2009, a seguito dell'emissione dei prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori in capo a Enel SpA, di cui:
  - 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
  - 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
  - 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;

> rimborso di finanziamenti bancari e linee di credito *committed* da parte di Endesa per 2.599 milioni di euro.

Le obbligazioni, pari a 34.401 milioni di euro e in aumento di 2.512 milioni di euro, accolgono, tra l'altro, l'emissione da parte di Enel SpA, avvenuta in data 26 febbraio 2010, di prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori per un ammontare di complessivi 3 miliardi di euro con scadenza nel 2016, dei quali 2 miliardi di euro a tasso fisso e 1 miliardo di euro a tasso variabile.

I crediti finanziari a lungo termine, pari a 2.567 milioni di euro e in riduzione di 5.477 milioni di euro, risentono della riclassifica dalle quote non correnti alle quote correnti dei crediti per il *deficit* tariffario spagnolo di cui si prevede l'incasso entro i prossimi 12 mesi.

L'indebitamento finanziario netto a breve termine, pari a una posizione creditoria netta di 4.949 milioni di euro al 31 dicembre 2010, si riduce di 8.013 milioni di euro rispetto a fine 2009, quale risultante di una riduzione nei debiti bancari a breve termine per 1.155 milioni di euro, dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori per 1.912 milioni di euro e delle maggiori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 8.770 milioni di euro.
Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 9.978 milioni di euro, sono incluse le emissioni di *commercial paper*, in capo a Enel Finance International, International Endesa, Endesa Capital, Térmica Portuguesa, per 7.405 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 1.854 milioni di euro, delle quali circa 716 milioni di euro riferite ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa, circa 805 milioni di euro a prestiti obbligazionari emessi da Enel SpA, 195 milioni di euro al prestito obbligazionario emesso da Slovenské elektrárne.

Si evidenzia infine che la consistenza dei *cash collateral* versati alle controparti per l'operatività su contratti *over the counter* su tassi, cambi e *commodity* risulta pari a 718 milioni di euro, mentre il valore dei *cash collateral* incassati è pari a 343 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto relativo alle attività possedute per la vendita è pari a 636 milioni al 31 dicembre 2010 (63 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si riferisce essenzialmente a Enel Maritza East 3 e alla quota di Enel Unión Fenosa Renovables oggetto di cessione in base all'accordo siglato con Gas Natural in data 30 luglio 2010. Al 31 dicembre 2009 si riferiva invece ad alcune società di Endesa in Grecia e in Brasile.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	Variazione
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	4.289	5.211	(922)
- *di cui* discontinued operations	-	-	-
Cash flow da attività operativa	11.725	8.926	2.799
- *di cui* discontinued operations	-	*(210)*	*210*
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(4.910)	(12.676)	7.766
- *di cui* discontinued operations	-	*(60)*	*60*
Cash flow da attività di finanziamento	(5.976)	2.669	(8.645)
- *di cui* discontinued operations	-	*273*	*(273)*
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	214	159	55
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (1) (2)	5.342	4.289	1.053
- *di cui* discontinued operations	-	-	-

(1) Di cui titoli a breve pari a 95 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (97 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 83 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (22 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2010 è positivo per 11.725 milioni di euro, in aumento di 2.799 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+31,4%). Tale variazione positiva risente del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto nei due esercizi a confronto, nonché della crescita del margine operativo lordo conseguente sia al cambio del metodo di consolidamento di Endesa, sia al miglioramento del margine da vendita e trasporto di energia elettrica all'estero.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nell'esercizio 2010 ha assorbito liquidità per 4.910 milioni di euro, mentre nel 2009 ne aveva assorbita per complessivi 12.676 milioni di euro.
In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.187 milioni di euro, non presentano variazioni significative rispetto all'esercizio precedente.
Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 282 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente all'acquisizione da parte di Enel Green Power di alcune società operanti nella generazione da fonti rinnovabili in Italia, all'acquisto da parte di Enel Trade della società Enel Longanesi Development, operante nel campo dell'estrazione di gas naturale in Italia, all'acquisizione da parte di Enel North America della società Padoma Wind Power, specializzata nello sviluppo di impianti eolici in California, e ad alcune acquisizioni di società minori effettuate da Endesa. Gli investimenti in imprese dell'esercizio 2009, anch'essi espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, includevano essenzialmente gli effetti connessi all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa, nonché l'acquisto da parte di Endesa della società irlandese KJWB (oggi Endesa Ireland).
Le operazioni di cessione di imprese o rami di imprese, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, hanno generato un flusso di 2.610 milioni di euro che è riferito essenzialmente all'incasso del saldo dell'operazione di vendita del 51% del pacchetto azionario detenuto nella società russa SeverEnergia, agli incassi dei corrispettivi per

la vendita del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, per la cessione dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna e per la cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica spagnole. La stessa voce includeva nel 2009 il flusso di cassa generato dalla cessione delle attività rinnovabili di Endesa ad Acciona, dalla vendita a Terna della società Enel Linee Alta Tensione (ELAT), dalla cessione dell'80% della partecipazione in Enel Rete Gas e dall'incasso della quota parte del credito relativo alla vendita a Gazprom di SeverEnergia.
Il fabbisogno generato dalle altre attività di investimento nel 2010, pari a 51 milioni di euro, è essenzialmente correlato al pagamento a saldo della partecipazione in Bayan Resources (acquistata nel corso dell'esercizio 2008), il cui effetto è stato parzialmente compensato dall'incasso ricevuto per la cessione di una quota pari al 39% della partecipazione detenuta in Idrosicilia SpA e dai disinvestimenti dell'esercizio.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha assorbito liquidità per complessivi 5.976 milioni di euro, mentre aveva generato liquidità per 2.669 milioni di euro nell'esercizio precedente. Il flusso del 2010 risente sostanzialmente del fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi per 3.147 milioni di euro e della variazione dei debiti finanziari per 5.251 milioni di euro; tali effetti sono parzialmente compensati dalla cessione (senza perdita di controllo) del 30,8% delle azioni di Enel Green Power quale risultato dell'offerta globale di vendita delle stesse sul mercato MTA di Borsa Italiana e sui mercati regolamentati spagnoli (2.422 milioni di euro). Nell'esercizio 2009 aveva beneficiato degli effetti positivi connessi all'aumento del capitale di Enel e di una più contenuta riduzione dei debiti finanziari netti.

L'apporto del *cash flow da attività operativa* per 11.725 milioni di euro ha pertanto consentito di far fronte, nel corso del 2010, al fabbisogno finanziario generato dall'attività di finanziamento pari a 5.976 milioni di euro e dall'attività di investimento pari a 4.910 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2010 risultano pari a 5.342 milioni di euro (incluse le disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita", pari a 83 milioni di euro) a fronte di 4.289 milioni di euro di fine 2009 (di cui disponibilità liquide delle "Attività nette possedute per la vendita" pari a 22 milioni di euro). Tale variazione positiva beneficia degli effetti connessi alla variazione cambi, pari a 214 milioni di euro.

Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.

Risultati per area di attività del 2010 e del 2009

Risultati 2010 (1)

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	18.499	12.173	106	2.991	31.022	6.203	1.934	358	102	(11)	73.377
Ricavi intersettoriali	198	5.367	502	4.436	241	157	245	321	1.031	(12.498)	-
Totale ricavi	**18.697**	**17.540**	**608**	**7.427**	**31.263**	**6.360**	**2.179**	**679**	**1.133**	**(12.509)**	**73.377**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(587)	788	-	-	28	(29)	89	(9)	-	-	280
Margine operativo lordo	**483**	**2.392**	**14**	**3.813**	**7.896**	**1.520**	**1.310**	**(68)**	**136**	**(16)**	**17.480**
Ammortamenti e perdite di valore	425	560	4	902	3.253	617	344	7	110	-	6.222
Risultato operativo	**58**	**1.832**	**10**	**2.911**	**4.643**	**903**	**966**	**(75)**	**26**	**(16)**	**11.258**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.184)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.401
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.673**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.673**
Attività operative	**6.162**	**14.934**	**316**	**17.680**	**77.764** (2)	**13.103** (5)	**9.654** (8)	**1.075**	**2.529**	**(5.732)**	**137.485**
Passività operative	**5.673**	**4.467**	**374**	**5.825**	**13.500** (3)	**5.184** (6)	**1.235** (9)	**1.166**	**1.543**	**(5.734)**	**33.233**
Investimenti	**62**	**648**	**5**	**1.147**	**2.866** (4)	**1.210** (7)	**1.065** (10)	**7**	**80**	**-**	**7.090**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(8) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(9) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(10) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Margine operativo lordo 2010

17.480

milioni di euro

Risultati 2009 *restated* (1) (2)

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	20.034	12.393	212	2.608	21.797	5.386	1.520	335	116	(39)	64.362
Ricavi intersettoriali	296	5.984	691	4.665	3	182	231	302	976	(13.330)	-
Totale ricavi	**20.330**	**18.377**	**903**	**7.273**	**21.800**	**5.568**	**1.751**	**637**	**1.092**	**(13.369)**	**64.362**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(871)	811	-	-	173	31	116	4	-	-	264
Margine operativo lordo	**393**	**3.024**	**17**	**4.017**	**6.196**	**1.452**	**1.178**	**(25)**	**124**	**(5)**	**16.371**
Ammortamenti e perdite di valore	383	542	3	880	2.537	644	240	9	101	-	5.339
Risultato operativo	**10**	**2.482**	**14**	**3.137**	**3.659**	**808**	**938**	**(34)**	**23**	**(5)**	**11.032**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.687)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.597
Risultato delle *continuing operations*	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6.748**
Risultato delle *discontinued operations*	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(158)**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**6.590**
Attività operative	**6.598**	**15.054**	**342**	**17.272**	**80.799** (4)	**12.292**	**6.423**	**1.229**	**2.197**	**(6.142)**	**136.064**
Passività operative	**5.471**	**4.218**	**363**	**5.651**	**13.034** (5)	**4.786**	**804**	**1.090**	**1.612**	**(4.981)**	**32.048**
Investimenti	**80**	**783**	**5**	**1.112** (3)	**2.962** (6)	**1.014**	**771**	**6**	**92**	**-**	**6.825**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
(3) Il dato non include 63 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Il dato non include 134 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009 *restated* (1)
Totale attività	**168.052**	**162.331**
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	22.934	18.480
Attività di natura fiscale	7.633	7.787
Attività di settore	**137.485**	**136.064**
- di cui:		
Mercato	6.162	6.598
Generazione ed Energy Management	14.934	15.054
Ingegneria e Innovazione	316	342
Infrastrutture e Reti	17.680	17.272
Iberia e America Latina (2)	77.764	80.799
Internazionale (3)	13.103	12.292
Energie Rinnovabili (4)	9.654	6.423
Capogruppo	1.075	1.229
Servizi e Altre attività	2.529	2.197
Elisioni e rettifiche	(5.732)	(6.142)
Totale passività	**114.507**	**116.398**
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	68.683	71.141
Passività di natura fiscale	12.591	13.209
Passività di settore	**33.233**	**32.048**
- di cui:		
Mercato	5.673	5.471
Generazione ed Energy Management	4.467	4.218
Ingegneria e Innovazione	374	363
Infrastrutture e Reti	5.825	5.651
Iberia e America Latina (5)	13.500	13.034
Internazionale (6)	5.184	4.786
Energie Rinnovabili (7)	1.235	804
Capogruppo	1.166	1.090
Servizi e Altre attività	1.543	1.612
Elisioni e rettifiche	(5.734)	(4.981)

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
(2) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"al 31 dicembre 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(3) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(4) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(5) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(7) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

1 Mercato

Alla Divisione Mercato sono demandate le attività commerciali con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. Tali attività sono espletate da:

> Enel Servizio Elettrico e Vallenergie (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la vendita di energia elettrica sul mercato di maggior tutela;

> Enel Energia per la vendita di energia elettrica sul mercato libero e sul mercato di salvaguardia e per la vendita di gas naturale alla clientela finale.

Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	**2010**	2009	2010-2009	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	27.494	27.337	157	0,6%
- clienti *business* (1)	13.210	23.196	(9.986)	-43,1%
- clienti in regime di salvaguardia	4.505	5.270	(765)	-14,5%
Totale mercato libero	**45.209**	**55.803**	**(10.594)**	**-19,0%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	67.763	71.273	(3.510)	-4,9%
TOTALE	**112.972**	**127.076**	**(14.104)**	**-11,1%**

(1) Forniture a clienti "*large*" ed energivori (consumi annui maggiori a 1 GWh).

Numero medio clienti	**2010**	2009	2010-2009	
Mercato libero:				
- clienti *mass market*	3.054.793	2.395.647	659.146	27,5%
- clienti *business* (1)	58.082	48.621	9.461	19,5%
- clienti in regime di salvaguardia	78.408	92.363	(13.955)	-15,1%
Totale mercato libero	**3.191.283**	**2.536.631**	**654.652**	**25,8%**
Mercato di maggior tutela	**26.171.196**	**27.186.504**	**(1.015.308)**	**-3,7%**
TOTALE	**29.362.479**	**29.723.135**	**(360.656)**	**-1,2%**

(1) Forniture a clienti "*large*" ed energivori.

L'energia venduta nel 2010 è pari a 112.972 milioni di kWh, in diminuzione di 14.104 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente, sia per le minori vendite al mercato libero sia per le minori vendite ai clienti in regime di maggior tutela per effetto dell'apertura del mercato.

Clienti e vendite di gas

	2010	2009	2010-2009	
Vendita di gas (milioni di m^3)				
- clienti *mass market* (1)	3.718	3.301	417	12,6%
- clienti *business*	1.785	1.868	(83)	-4,4%
Totale vendite	**5.503**	**5.169**	**334**	**6,5%**
Numero medio clienti	**2.902.739**	**2.773.370**	**129.369**	**4,7%**

(1) Include clienti residenziali e *microbusiness*.

Il gas venduto nel 2010 è pari a 5.503 milioni di metri cubi, in aumento di 334 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente per l'incremento della *customer base* del segmento *mass market*.

Al 31 dicembre 2010 i clienti serviti sono pari a circa 2,9 milioni, in crescita di circa 0,1 milioni di unità rispetto al 31 dicembre 2009.

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	18.697	20.330	(1.633)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(587)	(871)	284
Margine operativo lordo	*483*	*393*	*90*
Risultato operativo	58	10	48
Attività operative	6.162	6.598	(436)
Passività operative	5.673	5.471	202
Dipendenti a fine esercizio (n.)	3.823	3.962	(139)
Investimenti	62	80	(18)

I **ricavi** del 2010 ammontano a 18.697 milioni di euro, in diminuzione di 1.633 milioni di euro rispetto al 2009 (-8,0%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

> minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 1.090 milioni di euro, connessi prevalentemente al decremento delle quantità vendute (-3,5 TWh) ai clienti in regime di maggior tutela per effetto dell'apertura del mercato e alla riduzione dei prezzi medi di vendita, quest'ultima connessa, in particolare, alla componente di copertura dei costi di generazione. Tali fenomeni sono in parte compensati dalla rilevazione di maggiori partite pregresse positive per 294 milioni di euro, quale saldo tra le componenti rilevate nel 2010 (+189 milioni di euro), riferite prevalentemente alla perequazione acquisti dell'esercizio precedente, all'adeguamento positivo dei ricavi derivanti dall'esercizio provvisorio della salvaguardia per il periodo 2007-2008, nonché al riconoscimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) agli esercenti la salvaguardia dei maggiori oneri sostenuti nell'esigibilità dei crediti maturati, e le componenti rilevate nell'esercizio 2009 (-105 milioni di euro), da collegare essenzialmente alla chiusura del bilancio energia degli esercizi precedenti;

> minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 985 milioni di euro, sostanzialmente riferibili al decremento delle quantità vendute (-10,6 TWh) e parzialmente compensati da maggiori partite pregresse positive per 72 milioni di euro;

> maggiori ricavi sul mercato del gas naturale per 128 milioni di euro, prevalentemente correlabili alle maggiori quantità vendute (+334 milioni di metri cubi).

Il **margine operativo lordo** del 2010 si attesta a 483 milioni di euro, in aumento di 90 milioni di euro rispetto al 2009. Tale incremento è sostanzialmente imputabile:

> al maggior margine sulle attività di vendita di energia elettrica nel mercato regolato per 94 milioni di euro, di cui 91 milioni di euro di riconoscimento di crediti sul mercato di salvaguardia;

> all'incremento del margine energia del mercato libero

per 75 milioni di euro, che beneficia dell'effetto positivo derivante dai minori costi di approvvigionamento (102 milioni di euro), parzialmente compensato dagli effetti relativi alle minori quantità vendute;

> al maggior margine da vendita di gas naturale ai clienti finali per 26 milioni di euro;

> alla rilevazione, per 12 milioni di euro, del costo relativo alla sanzione pecuniaria irrogata dall'AEEG, con la delibera n. 66/07;

> a maggiori costi di struttura per 93 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla crescita dei clienti sul mercato libero.

Il **risultato operativo** del 2010, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 425 milioni di euro (383 milioni di euro nel 2009), è pari a 58 milioni di euro, in aumento di 48 milioni di euro rispetto al 2009. L'incremento degli ammortamenti e delle perdite di valore è prevalentemente riferibile ai maggiori accantonamenti al fondo svalutazione crediti.

Investimenti

Gli **investimenti** ammontano a 62 milioni di euro, in diminuzione di 18 milioni di euro rispetto al 2009.

2 Generazione ed Energy Management

La Divisione opera nei settori dell'energia elettrica e dei prodotti energetici. Le principali attività espletate dalla Divisione Generazione ed Energy Management risultano così articolate:

> produzione e vendita di energia elettrica:
- generazione da impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio nazionale, tramite Enel Produzione, Hydro Dolomiti Enel (nella provincia di Trento) e SE Hydro Power (nella provincia di Bolzano);
- *trading* sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade, Enel Trade Hungary ed Enel Trade Romania;

> approvvigionamento e vendita di prodotti energetici, tramite Enel Trade:
- approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo;
- vendita di gas naturale a clienti "distributori";

> sviluppo di:
- progetti di impianti di generazione da fonte nucleare, tramite Sviluppo Nucleare Italia;
- progetti di estrazione di gas naturale, tramite Enel Longanesi Development;
- impianti di rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, tramite Nuove Energie ed Enel Stoccaggi.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009	
Termoelettrica	47.744	50.186	(2.442)	-4,9%
Idroelettrica	21.633	22.099	(466)	-2,1%
Altre fonti	5	2	3	150,0%
Totale produzione netta	**69.382**	**72.287**	**(2.905)**	**-4,0%**

La produzione netta di energia nel 2010 è pari a 69.382 milioni di kWh, con un decremento del 4,0% rispetto al 2009. In particolare, alla minore produzione idroelettrica (pari a 466 milioni di kWh) dovuta alla minore produzione da pompaggio, si associa una riduzione della produzione termoelettrica pari a 2.442 milioni di kWh, da riferire prevalentemente alla riduzione della produzione da olio combustibile.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2010		2009		2010-2009	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	754	1,5%	1.772	3,3%	(1.018)	-57,4%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	877	1,7%	1.942	3,6%	(1.065)	-54,8%
Totale olio combustibile	**1.631**	**3,2%**	**3.714**	**6,9%**	**(2.083)**	**-56,1%**
Gas naturale	20.172	39,7%	20.313	37,8%	(141)	-0,7%
Carbone	28.592	56,2%	29.233	54,3%	(641)	-2,2%
Altri combustibili	467	0,9%	532	1,0%	(65)	-12,2%
TOTALE	**50.862**	**100,0%**	**53.792**	**100,0%**	**(2.930)**	**-5,4%**

La produzione termoelettrica lorda nel 2010 registra un decremento (2.930 milioni di kWh, pari al 5,4%) rispetto a quella del 2009. La diminuzione ha riguardato tutte le principali tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche; in particolare, la riduzione più significativa è stata registrata dalla produzione da olio combustibile (-56,1%), dovuta a uno sfavorevole scenario dei prezzi dei combustibili che ha reso non competitivo l'utilizzo di tale materia prima.

La diminuzione della produzione da carbone (-2,2%) è riconducibile alla minore richiesta degli impianti di media e piccola taglia, nonché alla maggiore indisponibilità degli impianti per attività di manutenzione della sezione 3 della centrale di Brindisi Sud e per talune problematiche emerse nella messa a regime dell'impianto di Torrevaldaliga Nord.

La produzione da gas naturale registra un lieve decremento (-0,7%), riconducibile alla flessione registrata dagli impianti del Centro Italia e della Sicilia resi indisponibili per attività di manutenzione, parzialmente compensata dal maggior funzionamento richiesto agli impianti a ciclo combinato nelle regioni settentrionali.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009
Impianti termoelettrici [1]	24.798	24.820	(22)
Impianti idroelettrici	12.908	12.922	(14)
Impianti con fonti alternative	41	41	-
Totale	**37.747**	**37.783**	**(36)**

(1) Di cui 35 MW indisponibili per attività di trasformazione (677 MW al 31 dicembre 2009) e 1.551 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.055 MW al 31 dicembre 2009).

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	17.540	18.377	(837)
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	788	811	(23)
Margine operativo lordo	*2.392*	*3.024*	*(632)*
Risultato operativo	1.832	2.482	(650)
Attività operative	14.934	15.054	(120)
Passività operative	4.467	4.218	249
Dipendenti a fine esercizio (n.)	6.601	6.703	(102)
Investimenti	648	783	(135)

I **ricavi** del 2010 ammontano a 17.540 milioni di euro, in diminuzione di 837 milioni di euro (-4,6%) rispetto al 2009 in conseguenza dei seguenti principali fattori:

> minori ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica per 1.352 milioni di euro, riferibili prevalentemente alle minori quantità vendute (-16,2 TWh) e al decremento dei prezzi medi di vendita; tale effetto è solo parzialmente compensato da maggiori ricavi per 250 milioni di euro, relativi ai corrispettivi per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica, a seguito dell'aumento dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto e del corrispettivo riconosciuto agli impianti essenziali per la sicurezza del sistema;

> riduzione dei ricavi per 251 milioni di euro per attività di *trading* nei mercati internazionali dell'energia elettrica, dovuti essenzialmente ai minori prezzi medi di vendita pur in presenza di maggiori quantità vendute (+8,4 TWh);

> minori ricavi per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 145 milioni di euro, dovuti alla scadenza del termine previsto (dicembre 2009) per il diritto al rimborso degli *stranded cost* relativi all'utilizzo del gas nigeriano;

> rilevazione nel 2009 di proventi per 78 milioni di euro, relativi a partite pregresse contenute in un accordo transattivo raggiunto tra Eni ed Enel Trade.

Tali effetti negativi sono solo parzialmente compensati da:

> maggiori ricavi da vendite di energia elettrica per 582 milioni di euro, prevalentemente riconducibili all'incremento dei ricavi da vendita di energia a rivenditori operanti sul mercato nazionale (+1.307 milioni di euro), parzialmente compensato dai minori ricavi da vendita di energia elettrica (-11,9 TWh) destinata principalmente al mercato libero della Divisione Mercato (-732 milioni di euro) a seguito del calo della domanda;

> maggiori ricavi per vendite di *Certified Emission Reduction* (CERs) per 251 milioni di euro (di cui 113 milioni di euro verso la Divisione Iberia e America Latina), parzialmente compensati da minori ricavi per vendita di certificati verdi al Gestore dei Servizi Energetici per 184 milioni di euro;

> maggiori ricavi per vendita di combustibili per *trading* pari a 47 milioni di euro, attribuibili all'incremento dei ricavi da vendita di gas naturale per 105 milioni di euro, parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi da vendita degli altri combustibili per 58 milioni di euro;

> maggiori ricavi relativi al conguaglio del prezzo di cessione del 51% della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel Srl (35 milioni di euro), al provento riferito alla vendita del ramo di azienda "mini-idro" effettuato da Hydro Dolomiti Enel (10 milioni di euro), nonché maggiori ricavi per 30 milioni di euro riconducibili al riconoscimento da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/elt n.194/10) di partite pregresse relative all'avviamento della sezione 3 e all'esercizio commerciale della sezione 4 della centrale di Torrevaldaliga Nord, riconosciuta come "nuovo entrante".

Il **margine operativo lordo** del 2010 si attesta a 2.392 milioni di euro, in diminuzione di 632 milioni di euro (-20,9%) rispetto ai 3.024 milioni di euro registrati nel 2009. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile alla riduzione del margine da *trading* di gas naturale, alla variazione negativa della valutazione al *fair value* dei derivati relativi alla gestione del rischio *commodity*, alla cessazione del diritto al rimborso degli *stranded cost* citato nel commento ai ricavi, al minor margine nel mercato dei servizi di dispacciamento, nonché alla rilevazione nel 2009 di partite pregresse positive contenute nell'accordo transattivo con Eni.

Il **risultato operativo** si attesta a 1.832 milioni di euro, in diminuzione di 650 milioni di euro (-26,2%) rispetto al 2009; tale variazione include maggiori ammortamenti per 44 milioni da riferirsi prevalentemente all'entrata in esercizio di alcuni impianti, parzialmente compensati da minori perdite di valore per 26 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2010	2009	2010-2009
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	519	591	(72)
- idroelettrici	89	93	(4)
- con fonti energetiche alternative	10	38	(28)
Totale impianti di produzione	**618**	**722**	**(104)**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali	30	61	(31)
TOTALE	**648**	**783**	**(135)**

Gli **investimenti** ammontano a 648 milioni di euro, di cui 618 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2010 riguardano la prosecuzione di attività sugli impianti termoelettrici per 519 milioni di euro, tra cui la riconversione a carbone della centrale di Torrevaldaliga Nord per 223 milioni di euro e attività di rifacimento dei captatori delle polveri presso l'impianto di Brindisi per complessivi 20 milioni di euro.

3 Ingegneria e Innovazione

La Divisione Ingegneria e Innovazione ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati. Inoltre, ha il compito di coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di *business* del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	608	903	(295)
Margine operativo lordo	*14*	*17*	*(3)*
Risultato operativo	10	14	(4)
Attività operative	316	342	(26)
Passività operative	374	363	11
Dipendenti a fine esercizio (n.)	1.339	1.202	137
Investimenti	5	5	-

I **ricavi** del 2010 ammontano a 608 milioni di euro, in calo di 295 milioni di euro (-32,7%) rispetto all'esercizio precedente. Il decremento è da collegare essenzialmente a:

> minori attività nei confronti della Divisione Generazione ed Energy Management per 259 milioni di euro, prevalentemente riferibili alla riconversione a carbone dell'impianto di Torrevaldaliga Nord, attività che si è sostanzialmente conclusa nel primo semestre del 2010;

> minori attività svolte nei confronti di E.ON España (già Enel Viesgo Generación) per 109 milioni di euro, per effetto del completamento di alcune attività finalizzate allo sviluppo delle centrali termoelettriche spagnole;

> maggiori attività nei confronti delle società della Divisione Internazionale per 32 milioni di euro, sostanzialmente connesse all'attività di ammodernamento di impianti termoelettrici in Slovacchia (22 milioni di euro) e alla realizzazione di impianti a ciclo combinato in Russia (19 milioni di euro) e Belgio (12 milioni di euro); tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori attività in Bulgaria (15 milioni di euro) e Grecia (6 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 14 milioni di euro nel 2010 con un decremento, pari a 3 milioni di euro, che riflette la diversa marginalità delle attività effettuate nei due periodi a confronto.

Il **risultato operativo** ammonta a 10 milioni di euro nel 2010, con un decremento, pari a 4 milioni di euro, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

4 Infrastrutture e Reti

Alla Divisione Infrastrutture e Reti è prevalentemente demandata la gestione delle reti di distribuzione di energia elettrica.
Le attività sono sostanzialmente espletate da:

> Enel Distribuzione e Deval (quest'ultima limitatamente al territorio della Valle d'Aosta) per la distribuzione di energia elettrica;
> Enel Sole per l'illuminazione pubblica e artistica.

Dati operativi

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2010	2009	2010-2009
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	57	57	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	344.029	342.289	1.740
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	765.024	757.337	7.687
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.109.110**	**1.099.683**	**9.427**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) (1)	**245.886**	**241.050**	**4.836**

(1) Il dato del 2009 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica registra un incremento di 9.427 chilometri, dovuto essenzialmente allo sviluppo degli impianti per far fronte alle richieste della clientela.
L'andamento dell'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2010 riflette essenzialmente l'aumento della richiesta di energia elettrica nel Paese, connesso anche alla ripresa economica che ha caratterizzato il 2010 rispetto all'esercizio precedente.

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	7.427	7.273	154
Margine operativo lordo	*3.813*	*4.017*	*(204)*
Risultato operativo	2.911	3.137	(226)
Attività operative	17.680	17.272	408
Passività operative	5.825	5.651	174
Dipendenti a fine esercizio (n.)	19.152	19.700	(548)
Investimenti [(1)]	1.147	1.112	35

(1) Il dato non include 63 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2009.

I **ricavi** del 2010 ammontano a 7.427 milioni di euro, in aumento di 154 milioni di euro (+2,1%) rispetto a quanto registrato nel 2009; se si esclude da tale variazione la plusvalenza derivante dalla vendita di Enel Linee Alta Tensione (ELAT) rilevata nel secondo trimestre del 2009 per 295 milioni di euro (incluso l'aggiustamento prezzo), i ricavi del 2010 risultano in aumento di 449 milioni di euro. Tale ultima variazione è connessa essenzialmente a:

> maggiori ricavi da trasporto di energia elettrica per 852 milioni di euro, derivanti principalmente dall'effetto positivo derivante dalla componente a remunerazione della dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici (691 milioni di euro), dall'incremento dei prezzi medi di trasporto (comprensivi dei meccanismi di perequazione), a seguito degli aggiornamenti tariffari previsti dal nuovo periodo regolatorio 2008-2011, nonché dall'aumento delle quantità di energia elettrica distribuita ai clienti finali;

> maggiori ricavi per contributi di allacciamento da attribuire quasi interamente all'effetto (pari a 36 milioni di euro) dell'applicazione dell'IFRIC 18 a partire dal 1° luglio 2009;

> partite pregresse con un impatto negativo per 307 milioni di euro, riferibili sostanzialmente alla variazione negativa dei meccanismi di perequazione (246 milioni di euro), all'iscrizione nel 2009 di revisioni di stime positive a seguito di alcune deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (56 milioni di euro), nonché ai conguagli positivi rilevati nel 2009 sull'acquisto dell'energia elettrica dall'Acquirente Unico (27 milioni di euro);

> la rilevazione nel 2009 dell'integrazione del corrispettivo sulla cessione del ramo di azienda relativo alla distribuzione dell'energia elettrica nei comuni di Milano e Rozzano (88 milioni di euro);

> minori contributi relativi ai titoli di efficienza energetica per 14 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 3.813 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 204 milioni di euro (-5,1%) riconducibile:

> a un incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 293 milioni di euro;

> alla rilevazione, nel 2009, della sopra citata plusvalenza derivante dalla vendita di ELAT, del conguaglio sulla cessione del ramo Milano-Rozzano e di altre partite minori per complessivi 395 milioni di euro;

> al minor margine conseguente alla citata cessione della rete elettrica in alta tensione, avvenuta in data 1° aprile 2009, per complessivi 33 milioni di euro;

> a maggiori proventi per 36 milioni di euro, riferibili all'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18, già commentata nei ricavi;

> alla riduzione dei contributi di allacciamento per 14 milioni di euro;

> a effetti positivi complessivamente pari a 82 milioni di euro, derivanti da alcune partite regolatorie pregresse negative, il cui effetto è più che compensato dalle componenti positive relative alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici già commentate nei ricavi;

> a maggiori costi per 173 milioni di euro, riferibili principalmente all'incremento dei costi per manutenzione e riparazione, ai maggiori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri, all'incremento del prezzo medio del trasporto di energia praticato da Terna, nonché ai conguagli negativi verso la società F2i Reti Italia; tali effetti sono parzialmente compensati da minori oneri per incentivi all'esodo.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 902 milioni di euro (880 milioni di euro nel 2009), si attesta a 2.911 milioni di euro, in diminuzione di 226 milioni di euro rispetto a quello registrato nel 2009 (-7,2%). Se si esclude l'effetto positivo derivante dalla rilevazione per 295 milioni di euro della plusvalenza sopra citata relativa alla vendita di ELAT, il risultato operativo risulta in crescita di 69 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2010	2009	2010-2009
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.101	953	148
Reti di distribuzione di gas	-	2	(2)
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	46	157	(111)
Totale (1)	**1.147**	**1.112**	**35**

(1) Il dato non include 63 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2009.

Gli **investimenti** si incrementano di 35 milioni di euro; tale incremento è da riferire principalmente ai maggiori interventi sulla rete elettrica a media e bassa tensione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio.

5 Iberia e America Latina

La Divisione Iberia e America Latina ha la missione di sviluppare la presenza e coordinare le attività del Gruppo Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas in Spagna, Portogallo e America Latina, elaborando la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.
A seguito dell'operazione di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, le attività riferibili alla società Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR, oggi Enel Green Power España) e alle società da essa controllate sono confluite dalla Divisione Iberia e America Latina nella Divisione Energie Rinnovabili. Pertanto, i risultati di tali attività limitatamente al primo trimestre del 2010, al termine del quale è avvenuto il trasferimento sopra citato, sono riflessi nella Divisione Iberia e America Latina, mentre i dati patrimoniali delle stesse attività al 31 dicembre 2010 sono inclusi nella Divisione Energie Rinnovabili.

Si evidenzia inoltre che, a seguito dell'operazione di acquisizione dell'ulteriore quota del 25,01% del capitale di Endesa, avvenuta in data 25 giugno 2009, la stessa è stata consolidata a partire da tale data con il metodo integrale anziché con il metodo proporzionale. Conseguentemente, i dati economici e operativi (ove non diversamente indicato) relativi ai primi sei mesi del 2009 sono determinati tenendo conto di tale diverso metodo di consolidamento e, pertanto, in misura pari alla quota di competenza del Gruppo (67,05%).

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009
Termoelettrica	59.238	53.898	5.340
Nucleare	27.619	18.854	8.765
Idroelettrica	42.920	38.893	4.027
Eolica	647	1.966	(1.319)
Altre fonti	60	246	(186)
Totale produzione netta	**130.484**	**113.857**	**16.627**

La produzione netta effettuata nel 2010 è pari a 130.484 milioni di kWh, con un incremento di 16.627 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. La produzione netta nella penisola iberica, nel 2010, si incrementa di 6.711 milioni di kWh: in particolare, l'incremento relativo al cambio del metodo di consolidamento (pari a 12.369 milioni di kWh) e la maggior produzione nucleare sono stati solo parzialmente compensati dalla riduzione della produzione termoelettrica (-23,0%) e dalla minore produzione eolica, quest'ultima da riferire sostanzialmente al trasferimento alla Divisione Energie Rinnovabili di ECyR (oggi Enel Green Power España).

A tale fenomeno si aggiunge la maggior produzione in America Latina per 10.205 milioni di kWh, riferibile essenzialmente al cambio del metodo di consolidamento (per 10.556 milioni di kWh). In particolare, l'incremento della produzione da fonte termoelettrica, a seguito della piena disponibilità degli impianti di Fortaleza (Brasile) e San Isidro (Cile), è stato più che compensato dalla riduzione della produzione idroelettrica (-10,6%) in Colombia e Cile dovuta alla minore idraulicità dell'esercizio.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2010		2009		2010-2009
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	8.492	9,4%	7.357	9,7%	1.135
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	661	0,7%	284	0,4%	377
Totale olio combustibile	**9.153**	**10,1%**	**7.641**	**10,1%**	**1.512**
Gas naturale	27.363	30,2%	20.252	26,6%	7.111
Carbone	17.623	19,4%	20.647	27,1%	(3.024)
Combustibile nucleare	28.802	31,8%	19.711	25,9%	9.091
Altri combustibili	7.736	8,5%	7.874	10,3%	(138)
TOTALE	**90.677**	**100,0%**	**76.125**	**100,0%**	**14.552**

La produzione termica lorda registra un incremento rispetto all'esercizio 2009 di 14.552 milioni di kWh, riferibile sostanzialmente all'effetto della variazione del metodo di consolidamento di Endesa, pari a 15.504 milioni di kWh. La maggior produzione nucleare è stata più che compensata dalla riduzione della produzione termoelettrica.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009	
Impianti termoelettrici	22.169	20.748	1.421	6,8%
Impianti idroelettrici	13.258	13.264	(6)	-
Impianti eolici	77	810	(733)	-90,5%
Impianti nucleari	3.514	3.522	(8)	-0,2%
Impianti con fonti alternative	9	74	(65)	-87,8%
Totale potenza efficiente netta	**39.027**	**38.418**	**609**	**1,6%**

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2010 registra un incremento di 609 MW; tale incremento è riferibile essenzialmente all'aumento della capacità produttiva da fonte termoelettrica (+1.421 MW), per effetto dell'entrata in esercizio di alcuni impianti termoelettrici a ciclo combinato (tra cui Besós 5), parzialmente compensato dal decremento della capacità produttiva da fonte eolica (-733 MW), dovuto sostanzialmente all'effetto della variazione del perimetro di consolidamento relativo al trasferimento alla Divisione Energie Rinnovabili di ECyR (oggi Enel Green Power España).

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2010	2009	2010-2009
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	30.242	32.698	(2.456)
Linee media tensione a fine esercizio (km)	267.010	258.792	8.218
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	315.349	302.783	12.566
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**612.601**	**594.273**	**18.328**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**170.794**	**139.370**	**31.424**

Al 31 dicembre 2010 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina registra un incremento di 18.328 chilometri, passando da 594.273 chilometri nel 2009 a 612.601 chilometri nel 2010. L'energia trasportata, nel 2010, è pari a 170.794 milioni di kWh e registra un incremento di 31.424 milioni di kWh, dovuto essenzialmente all'effetto del cambio di metodo di consolidamento per 27.117 milioni di kWh, nonché alla maggiore domanda di energia elettrica nella penisola iberica e nei Paesi latinoamericani, in particolare in Brasile.

Vendita di energia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009
Mercato libero:			
- penisola iberica	106.894	72.137	34.757
- America Latina	7.107	5.738	1.369
Totale mercato libero	**114.001**	**77.875**	**36.126**
Mercato regolato:			
- penisola iberica	-	15.371	(15.371)
- America Latina	43.697	34.522	9.175
Totale mercato regolato	**43.697**	**49.893**	**(6.196)**
TOTALE	**157.698**	**127.768**	**29.930**
- di cui penisola iberica	*106.894*	*87.508*	*19.386*
- di cui America Latina	*50.804*	*40.260*	*10.544*

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2010 sono pari a 157.698 milioni di kWh, in aumento di 29.930 milioni di kWh rispetto al 2009. Tale incremento si riferisce per 24.844 milioni di kWh all'effetto del cambio di metodo di consolidamento, cui si aggiunge un incremento delle vendite particolarmente concentrato in America Latina, conseguente all'aumento della domanda di energia elettrica.

Si segnala, infine, che a seguito dell'introduzione nel mercato spagnolo della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR), avvenuta in data 1° luglio 2009, a partire da questa data tutte le vendite su tale mercato sono da considerarsi effettuate sul mercato libero.

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	31.263	21.800	9.463
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	28	173	(145)
Margine operativo lordo	*7.896*	*6.196*	*1.700*
Risultato operativo	4.643	3.659	984
Attività operative (1)	77.764	80.799	(3.035)
Passività operative (2)	13.500	13.034	466
Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)	24.731	26.305	(1.574)
Investimenti (4)	2.866	2.962	(96)

(1) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(2) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(3) Include 1.809 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (1.330 unità al 31 dicembre 2009).
(4) Il dato non include 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (134 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2010	2009 *restated*	2010-2009	**2010**	2009 *restated*	2010-2009	**2010**	2009 *restated*	2010-2009
Europa	21.200	14.934	6.266	4.487	3.516	971	2.486	1.850	636
America Latina	10.063	6.866	3.197	3.409	2.680	729	2.157	1.809	348
Totale	**31.263**	**21.800**	**9.463**	**7.896**	**6.196**	**1.700**	**4.643**	**3.659**	**984**

I **ricavi** del 2010 sono in aumento di 9.463 milioni di euro, per effetto di:

> maggiori ricavi in Europa per 6.266 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
  - alla variazione del perimetro di consolidamento per 2.165 milioni di euro e all'applicazione a partire dal 1° luglio 2009 della sopra citata *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per 2.180 milioni di euro, che ha comportato la rilevazione separata nel Conto economico della società di vendita dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica, comprensivi dei relativi costi di trasporto, che erano stati invece compensati antecedentemente a tale applicazione;
  - ai maggiori contributi ricevuti per la generazione nell'area extrapeninsulare per 1.114 milioni di euro (che nel 2009 risentivano di partite pregresse negative);
  - ai maggiori ricavi conseguiti nell'attività di vendita dell'energia elettrica;
  - all'effetto dell'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, dell'IFRIC 18 per 171 milioni di euro;

- alla rilevazione nel 2010 delle plusvalenze relative alla cessione delle reti di trasmissione di energia elettrica e di trasporto e distribuzione del gas in Spagna per complessivi 70 milioni di euro;

> maggiori ricavi conseguiti da Endesa in America Latina per 3.197 milioni di euro, riferibili, oltre che alla variazione del metodo di consolidamento per 1.348 milioni di euro, alle maggiori quantità vendute in tutti i Paesi latinoamericani e in particolare in Brasile.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 7.896 milioni di euro, in crescita di 1.700 milioni di euro (+27,4%) rispetto al 2009, a seguito di:

> aumento del margine operativo lordo in Europa per 971 milioni di euro, relativo al cambio di metodo di consolidamento di Endesa per 678 milioni di euro, all'effetto dell'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, dell'IFRIC 18 per 171 milioni di euro, nonché alle citate plusvalenze sulle dismissioni effettuate nel corso del 2010;

> crescita del margine operativo lordo in America Latina per 729 milioni di euro, sostanzialmente riferibile per 510 milioni di euro al sopra citato cambio del metodo di consolidamento, nonché ai maggiori margini conseguiti in particolar modo nell'attività di vendita dell'energia elettrica.

Il **risultato operativo** del 2010 è pari a 4.643 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2009, un incremento di 984 milioni di euro, di cui 718 milioni di euro riferibili alla variazione del metodo di consolidamento di Endesa.

Investimenti

Milioni di euro

	2010	2009	2010-2009
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	880	902	(22)
- idroelettrici	138	122	16
- nucleare	163	143	20
- con fonti energetiche alternative	2	133	(131)
Totale impianti di produzione	**1.183**	**1.300**	**(117)**
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.152	1.129	23
Reti di distribuzione di gas	-	80	(80)
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	531	453	78
TOTALE (1)	**2.866**	**2.962**	**(96)**

(1) Il dato non include 76 milioni di euro relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (134 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Gli **investimenti** ammontano a 2.866 milioni di euro, in diminuzione di 96 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2010 si riferiscono per 1.183 milioni di euro a interventi su impianti di generazione, tra cui: in Spagna e Portogallo la realizzazione di impianti a ciclo combinato (Besós 5, Elecgas, Ca's Tresorer 2 e Granadilla 2), di centrali a gas (Ibiza e Ceuta) e la costruzione e sviluppo di alcuni impianti eolici; in America Latina, tra gli altri, la realizzazione della centrale a carbone Bocamina II e della centrale idroelettrica Quimbo in Colombia. Gli investimenti sulla rete elettrica, pari a 1.152 milioni di euro (di cui 861 milioni di euro in Europa), si riferiscono a interventi di ampliamento della rete di distribuzione, ad attività finalizzate ad aumentare la qualità del servizio e l'efficienza operativa del sistema elettrico, nonché all'installazione dei contatori elettronici.

6 Internazionale

La Divisione Internazionale ha la missione di supportare la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, di consolidare la gestione e integrazione delle attività estere non comprese nel mercato iberico e nel mercato latinoamericano, gestiti dalla Divisione Iberia e America Latina, monitorando e sviluppando le opportunità di *business* che si presenteranno sui mercati dell'energia elettrica e dei combustibili.

Le principali aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

> Europa centrale, con attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France), attività di generazione in Slovacchia (Slovenské elektrárne), sviluppo di impianti termoelettrici e attività di supporto in Belgio (Marcinelle Energie ed Enel Operations Belgium);

> Europa sud-orientale, con attività di generazione e supporto tecnico alla stessa in Bulgaria (Enel Maritza East 3 ed Enel Operations Bulgaria), di sviluppo di capacità di generazione in Romania (Enel Productie), di distribuzione e vendita di energia elettrica e di supporto in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia, Enel Romania ed Enel Servicii Comune), di sviluppo di impianti termoelettrici in Grecia (Enelco);

> Russia, con attività di *trading* e vendita di energia elettrica (RusEnergoSbyt), generazione e vendita di energia elettrica (Enel OGK-5) e di supporto (Enel Rus) nella Federazione Russa. I dati del 2009 includono i risultati di SeverEnergia, società ceduta al 30 settembre 2009.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009	
Termoelettrica	49.743	45.244	4.499	9,9%
Nucleare	13.534	13.055	479	3,7%
Idroelettrica	5.179	4.429	750	16,9%
Altre fonti	20	7	13	185,7%
Totale produzione netta	**68.476**	**62.735**	**5.741**	**9,2%**

La produzione netta effettuata all'estero nel 2010 è pari a 68.476 milioni di kWh, con un incremento di 5.741 milioni di kWh rispetto al 2009 riferibile alla maggiore produzione di Enel OGK-5 (+3.723 milioni di kWh), di Slovenské elektrárne (+1.077 milioni di kWh) e di Enel Maritza East 3 (+941 milioni di kWh). La crescita è sostanzialmente da attribuire all'incremento generalizzato della domanda nei mercati di riferimento, cui si aggiunge l'effetto, per quanto riguarda Enel Maritza East 3, del funzionamento a pieno regime della centrale a valle del completamento dei lavori di *refurbishment*.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2010		2009		2010-2009
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	202	0,3%	247	0,4%	(45)
Gas naturale	21.920	32,4%	20.107	32,2%	1.813
Carbone	30.958	45,8%	28.096	44,9%	2.862
Combustibile nucleare	14.574	21,5%	14.081	22,5%	493
Totale	**67.654**	**100,0%**	**62.531**	**100,0%**	**5.123**

La produzione termica lorda del 2010 si incrementa di 5.123 milioni di kWh, attestandosi a 67.654 milioni di kWh. L'incremento, che ha riguardato tutte le tipologie di combustibili e le tecnologie impiantistiche a eccezione della produzione da olio combustibile, è riferibile all'aumento della domanda di energia elettrica derivante da una parziale ripresa dell'economia internazionale. La crescita maggiore riguarda la produzione da carbone con una maggiore contribuzione da parte di Enel OGK-5 (2.013 milioni di kWh) e di Enel Maritza East 3 (1.045 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009
Impianti termoelettrici (1)	10.256	10.223	33
Impianti idroelettrici	2.329	2.329	-
Impianti nucleari	1.818	1.762	56
Impianti altre fonti	4	4	-
Totale potenza efficiente netta	**14.407**	**14.318**	**89**

(1) Di cui 808 MW riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La potenza efficiente netta installata registra un incremento di 89 MW prevalentemente riferibile all'aumento della capacità produttiva da fonte nucleare in Slovacchia, nonché all'incremento per 33 MW relativi agli impianti termoelettrici di Enel Maritza 3.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2010	2009	2010-2009	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.583	6.023	560	9,3%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	34.439	34.042	397	1,2%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	48.218	47.901	317	0,7%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**89.240**	**87.966**	**1.274**	**1,4%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**13.827**	**13.225**	**602**	**4,6%**

Al 31 dicembre 2010 la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica registra un incremento di 1.274 chilometri, sostanzialmente riferibile agli investimenti effettuati in Romania.

L'energia trasportata registra un incremento del 4,6% passando da 13.225 milioni di kWh a 13.827 milioni di kWh nel 2010; tale andamento risente della maggiore richiesta di energia elettrica nel mercato internazionale.

Vendita di energia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009	
Mercato libero:				
- Romania	923	1.022	(99)	-9,7%
- Francia	5.578	3.276	2.302	70,3%
- Russia	14.737	5.243	9.494	181,1%
- Slovacchia	2.216	293	1.923	656,3%
Totale mercato libero	**23.454**	**9.834**	**13.620**	**138,5%**
Mercato regolato:				
- Romania	8.103	8.576	(473)	-5,5%
- Russia	6.316	14.433	(8.117)	-56,2%
Totale mercato regolato	**14.419**	**23.009**	**(8.590)**	**-37,3%**
TOTALE	**37.873**	**32.843**	**5.030**	**15,3%**
- di cui Romania	*9.026*	*9.598*	*(572)*	*-6,0%*
- di cui Francia	*5.578*	*3.276*	*2.302*	*70,3%*
- di cui Russia	*21.053*	*19.676*	*1.377*	*7,0%*
- di cui Slovacchia	*2.216*	*293*	*1.923*	*656,3%*

Le vendite di energia elettrica effettuate dalla Divisione Internazionale nel 2010 si incrementano di 5.030 milioni di kWh, con una crescita riferibile prevalentemente alle maggiori vendite effettuate da Enel France per 2.302 milioni di kWh per effetto della maggiore *anticipated capacity* a disposizione rispetto al 2009, in Slovacchia per 1.923 milioni di kWh, nonché dalle società operanti nel mercato russo per 1.377 milioni di kWh a seguito della maggiore richiesta di energia. Tale incremento è solo parzialmente compensato dalle minori vendite delle società rumene per 572 milioni di kWh, prevalentemente da attribuire al calo dei consumi rilevato, in particolare, nella regione servita da Enel Energie Muntenia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	6.360	5.568	792
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(29)	31	(60)
Margine operativo lordo	*1.520*	*1.452*	*68*
Risultato operativo	903	808	95
Attività operative (1)	13.103	12.292	811
Passività operative (2)	5.184	4.786	398
Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)	14.876	15.752	(876)
Investimenti (4)	1.210	1.014	196

(1) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(2) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come " posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(3) Include 503 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(4) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2010	2009 *restated*	2010-2009	**2010**	2009 *restated*	2010-2009	**2010**	2009 *restated*	2010-2009
Europa centrale	2.732	2.587	145	769	910	(141)	447	552	(105)
Europa sud-orientale	1.203	1.159	44	318	290	28	153	116	37
Russia	2.425	1.822	603	433	252	181	303	140	163
Totale	**6.360**	**5.568**	**792**	**1.520**	**1.452**	**68**	**903**	**808**	**95**

I **ricavi** del 2010 sono in crescita di 792 milioni di euro (+14,2%), passando da 5.568 milioni di euro a 6.360 milioni di euro. Tale andamento è connesso:

> all'incremento dei ricavi in Russia per 603 milioni di euro, prevalentemente riferibile a Enel OGK-5 e RusEnergoSbyt (per complessivi 687 milioni di euro) e correlati alle maggiori quantità vendute in un regime di prezzi crescenti; tali fenomeni sono parzialmente compensati dalla rilevazione nel terzo trimestre del 2009 della plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia (68 milioni di euro);

> ai maggiori ricavi in Europa centrale per 145 milioni di euro, sostanzialmente riferiti per 87 milioni di euro all'incremento dei ricavi in Slovacchia e per 60 milioni di euro ai maggiori ricavi da vendita di energia elettrica di Enel France. Entrambe le variazioni sono da collegare a maggiori quantità vendute, il cui effetto ha più che compensato uno scenario di prezzi medi di vendita decrescenti;

> all'incremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 44 milioni di euro, sostanzialmente da collegare alla crescita per 21 milioni di euro dei ricavi, inclusivi degli effetti relativi all'applicazione dell'IFRIC 18, delle società rumene, e per 22 milioni di euro dei ricavi di Enel Maritza East 3, ques'ultima correlata all'incremento dei prezzi medi di vendita e alla piena disponibilità degli impianti.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.520 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 68 milioni di euro rispetto al 2009. Tale andamento è relativo:

> all'incremento del margine operativo lordo in Russia per 181 milioni di euro, dovuto al miglioramento del margine di Enel OGK-5 (151 milioni di euro), di RusEnergoSbyt (83 milioni di euro) e al deconsolidamento di SeverEnergia (13 milioni di euro); tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2009 della citata plusvalenza derivante dalla cessione del 51% della partecipazione in SeverEnergia;

> a un aumento del margine in Europa sud-orientale per 28 milioni di euro, riferibile sostanzialmente al miglioramento del margine realizzato in Romania per 18 milioni di euro (di cui 14 milioni di euro riferiti all'applicazione dell'IFRIC 18), nonché all'entrata in esercizio di una nuova sezione dell'impianto di Enel Maritza East 3;

> a una riduzione del margine operativo lordo in Europa centrale per effetto del minor margine realizzato da Slovenské elektrárne (114 milioni di euro), riferibile essenzialmente al decremento del margine di generazione, e da Enel France (23 milioni di euro), quest'ultimo da attribuire alla sfavorevole dinamica dei prezzi.

Il **risultato operativo** del 2010 è pari a 903 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2009, un incremento di 95 milioni di euro (+11,8%) tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 617 milioni di euro (644 milioni di euro nell'esercizio 2009).

Investimenti

Milioni di euro

	2010	2009	2010-2009
Impianti di produzione:			
- termoelettrici	419	512	(93)
- idroelettrici	1	3	(2)
- nucleare	498	236	262
- con fonti energetiche alternative	5	1	4
Totale impianti di produzione	**923**	**752**	**171**
Reti di distribuzione di energia elettrica	267	155	112
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	20	107	(87)
TOTALE (1)	**1.210**	**1.014**	**196**

(1) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Gli **investimenti** ammontano a 1.210 milioni di euro, in aumento di 196 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione si riferisce per 171 milioni di euro ai maggiori investimenti in impianti di generazione realizzati nel corso del 2010 e relativi prevalentemente alla società Slovenské elektrárne.

7 Energie Rinnovabili

La Divisione Energie Rinnovabili ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. Le aree geografiche nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

> Italia e resto d'Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania) e Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria), nonché attività di impiantistica e *franchising* in Italia (Enel.si);

> Iberia e America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Spagna e Portogallo (Enel Green Power España – già Endesa Cogeneración y Renovables (ECyR) – ed Enel Unión Fenosa Renovables) e America Latina (Enel Latin America);

> Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel North America).

A seguito dell'operazione – avvenuta alla fine del primo trimestre del 2010 – di integrazione delle attività di Enel nel settore delle energie rinnovabili in Spagna e Portogallo, ECyR, i cui risultati fino a tale riorganizzazione sono ricompresi in quelli della Divisione Iberia e America Latina, è entrata a far parte della Divisione Energie Rinnovabili.

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2010	2009	2010-2009	
Italia:				
Idroelettrica	6.435	6.231	204	3,3%
Geotermoelettrica	5.029	5.001	28	0,6%
Eolica	722	499	223	44,7%
Altre fonti	1	2	(1)	-50,0%
Totale produzione netta in Italia	**12.187**	**11.733**	**454**	**3,9%**
Estero:				
Idroelettrica	4.635	4.458	177	4,0%
Geotermoelettrica	248	155	93	60,0%
Eolica	4.204	2.291	1.913	83,5%
Altre fonti	560	292	268	91,8%
Totale produzione netta all'estero	**9.647**	**7.196**	**2.451**	**34,1%**
TOTALE	**21.834**	**18.929**	**2.905**	**15,3%**

La produzione netta della Divisione aumenta nel 2010 di 2.905 milioni di kWh (+15,3%) raggiungendo i 21.834 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile per 2.451 milioni di kWh alla maggior generazione all'estero, la cui produzione eolica risente dell'effetto della variazione del perimetro di consolidamento all'interno della Divisione dovuta a Enel Green Power España, dell'avvio dei parchi eolici di Codesas II, Valdesanmario e Pena del Gato, in Spagna, nonché della maggiore produzione dei parchi eolici di Smoky II e Snyder, entrambi negli Stati Uniti. A tali fenomeni si aggiunge la maggior produzione idroelettrica, dovuta alle migliori condizioni di idraulicità dell'esercizio, e la maggiore produzione geotermoelettrica dovuta alla piena operatività degli impianti Still Water e Salt Wells, sempre negli Stati Uniti.

La produzione netta in Italia aumenta nel corso dell'esercizio 2010 di 454 milioni di kWh (+3,9%) rispetto all'esercizio precedente, principalmente per la maggiore produzione eolica e idroelettrica, dovuta quest'ultima alle migliori condizioni di idraulicità soprattutto negli ultimi mesi del 2010.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009	
Italia:				
Impianti idroelettrici	1.509	1.509	-	-
Impianti geotermoelettrici	728	695	33	4,7%
Impianti eolici	532	429	103	24,0%
Impianti con altre fonti	6	4	2	50,0%
Totale potenza efficiente netta in Italia	**2.775**	**2.637**	**138**	**5,2%**
Estero:				
Impianti idroelettrici	1.030	995	35	3,5%
Impianti geotermoelettrici	47	47	-	-
Impianti eolici (1)	2.122	1.081	1.041	96,3%
Impianti con altre fonti	128	48	80	166,7%
Totale potenza efficiente netta all'estero	**3.327**	**2.171**	**1.156**	**53,2%**
TOTALE	**6.102**	**4.808**	**1.294**	**26,9%**

(1) Di cui 42 MW riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 1.294 MW, di cui 1.156 MW all'estero principalmente a seguito della citata variazione di perimetro.

Risultati economici

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi	2.179	1.751	428
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	89	116	(27)
Margine operativo lordo	*1.310*	*1.178*	*132*
Risultato operativo	966	938	28
Attività operative (1)	9.654	6.423	3.231
Passività operative (2)	1.235	804	431
Dipendenti a fine esercizio (n.) (3)	2.955	2.685	270
Investimenti (4)	1.065	771	294

(1) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(2) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(3) Include 12 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"al 31 dicembre 2010.
(4) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Nella seguente tabella sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività.

Milioni di euro	Ricavi			Margine operativo lordo			Risultato operativo		
	2010	2009 *restated*	2010-2009	**2010**	2009 *restated*	2010-2009	**2010**	2009 *restated*	2010-2009
Italia e resto d'Europa	1.458	1.283	175	890	905	(15)	724	765	(41)
Iberia e America Latina	576	352	224	336	212	124	206	154	52
Nord America	145	116	29	84	61	23	36	19	17
Totale	**2.179**	**1.751**	**428**	**1.310**	**1.178**	**132**	**966**	**938**	**28**

I **ricavi** sono in aumento di 428 milioni di euro (+24,4%) passando da 1.751 milioni di euro a 2.179 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

> ai maggiori ricavi nella penisola iberica e in America Latina per 224 milioni di euro, sostanzialmente a seguito della citata variazione di perimetro, della maggiore produzione eolica in Spagna e della maggiore produzione idroelettrica nei Paesi latinoamericani;

> all'incremento dei ricavi in Italia e nel resto d'Europa per 175 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:

- maggiori ricavi di Enel.si per 148 milioni di euro, prevalentemente connessi alla vendita di pannelli fotovoltaici;
- maggiori vendite in Italia di certificati verdi per 30 milioni di euro;
- maggiori ricavi in Francia per 10 milioni di euro a seguito della maggiore produzione eolica, pur in presenza di una riduzione dei prezzi medi di vendita;
- minori vendite di energia elettrica per 29 milioni di euro, prevalentemente riferibili a minori ricavi per energia incentivata CIP 6 (114 milioni di euro), solo parzialmente compensati da maggiori ricavi relativi a contratti bilaterali per 65 milioni di euro e da maggiori ricavi sulla Borsa dell'energia elettrica (20 milioni di euro);

> ai maggiori ricavi in Nord America per 29 milioni di euro (dovuti sostanzialmente alla rilevazione nel 2009 di alcune partite pregresse negative).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.310 milioni di euro, in crescita di 132 milioni di euro (+11,2%) rispetto al 2009; tale crescita è riferibile:

> all'aumento del margine realizzato nella penisola iberica e in America Latina, pari a 124 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla citata variazione di perimetro e ai maggiori margini di generazione realizzati

in Spagna e nei Paesi latinoamericani a seguito delle maggiori quantità vendute;

> all'incremento del margine realizzato in Nord America per 23 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alle partite pregresse negative rilevate nel 2009, solo parzialmente compensate dai maggiori costi operativi;

> alla riduzione del margine realizzato in Italia e nel resto d'Europa per 15 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del minor margine realizzato in Italia per 28 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori margini realizzati in Francia e Bulgaria per 11 milioni di euro a seguito delle maggiori quantità vendute, nonché dall'incremento del margine di Enel.si per 5 milioni di euro.

Il **risultato operativo**, pari a 966 milioni di euro, registra un incremento di 28 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 104 milioni di euro, sostanzialmente da riferire alla variazione del perimetro di consolidamento.

Investimenti

Milioni di euro

	2010	2009	2010-2009
Impianti di produzione:			
- idroelettrici	153	123	30
- geotermoelettrici	174	151	26
- con fonti energetiche alternative	712	468	244
Totale impianti di produzione	1.039	742	297
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	26	29	(3)
TOTALE (1)	**1.065**	**771**	**294**

(1) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Gli **investimenti** ammontano a 1.065 milioni di euro, con un incremento di 294 milioni di euro rispetto al 2009. Gli investimenti del 2010 sono stati realizzati in Italia per 514 milioni di euro (337 milioni di euro nel 2009) e all'estero per 551 milioni di euro (434 milioni di euro nel 2009) e si riferiscono prevalentemente a interventi su impianti di generazione di energia elettrica (per 1.039 milioni di euro), di cui 712 milioni di euro riferiti a impianti con fonti energetiche alternative (in prevalenza eolica), 174 milioni di euro a impianti geotermoelettrici e 153 milioni di euro connessi a centrali idroelettriche.

8 Capogruppo, Servizi e Altre attività

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Capogruppo			
Ricavi	679	637	42
Margine operativo lordo	*(68)*	*(25)*	*(43)*
Risultato operativo	(75)	(34)	(41)
Attività operative	1.075	1.229	(154)
Passività operative	1.166	1.090	76
Dipendenti a fine esercizio (n.)	803	731	72
Investimenti	7	6	1
Servizi e Altre attività			
Ricavi	1.133	1.092	41
Margine operativo lordo	*136*	*124*	*12*
Risultato operativo	26	23	3
Attività operative	2.529	2.197	332
Passività operative	1.543	1.612	(69)
Dipendenti a fine esercizio (n.)	4.033	4.168	(135)
Investimenti	80	92	(12)

Capogruppo

La Capogruppo Enel SpA, nella propria funzione di *holding* industriale, definisce gli obiettivi strategici a livello di Gruppo e di società controllate e ne coordina l'attività. Svolge inoltre la funzione di tesoreria centrale, provvede alla copertura dei rischi assicurativi, fornisce assistenza e indirizzi in materia di organizzazione, gestione del personale e relazioni industriali, nonché in materia contabile, amministrativa, fiscale, legale e societaria. Inoltre, Enel è attualmente titolare di un contratto di importazione di energia elettrica con Atel sulla frontiera elvetica.

Risultati economici

I **ricavi** del 2010 risultano pari a 679 milioni di euro, con un incremento di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+6,6%) sostanzialmente riferibile a:

> maggiori ricavi per vendite di energia elettrica all'Acquirente Unico per 19 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'aumento del prezzo medio di vendita di energia elettrica con quantità sostanzialmente invariate;

> maggiori ricavi per attività di supporto e di *staff* svolte dalla *holding* per le società del Gruppo per 24 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del 2010, negativo per 68 milioni di euro, registra un decremento di 43 milioni di euro; tale andamento è connesso ai maggiori costi operativi per 15 milioni di euro, alla riduzione del margine energia per 12 milioni di euro, nonché all'adeguamento dei fondi per rischi e oneri che ha comportato maggiori accantonamenti netti per 16 milioni di euro.

Il **risultato operativo** è negativo per 75 milioni di euro, in diminuzione di 41 milioni di euro rispetto a quello del 2009, in linea con l'andamento del margine operativo lordo.

Servizi e Altre attività

L'area Servizi e Altre attività si propone prevalentemente di assicurare alle società del Gruppo servizi a costi competitivi, quali le attività immobiliari e di *facility*, i servizi informatici, i servizi di formazione e gestione amministrativa del personale, i servizi di amministrazione, il *factoring* e i servizi assicurativi.

Risultati economici

I **ricavi** dell'area Servizi e Altre attività del 2010 sono pari a 1.133 milioni di euro, con un incremento di 41 milioni di euro rispetto al valore registrato nel 2009. Tale incremento riflette sostanzialmente i maggiori ricavi per servizi informatici per 39 milioni di euro relativi prevalentemente ai servizi di telefonia verso le società del Gruppo e alle maggiori vendite di *hardware* e *software* principalmente alla Divisione Infrastrutture e Reti; nonché i maggiori ricavi per lavori in corso su ordinazione relativi a progetti informatici e a lavori di ristrutturazione degli immobili. Tali incrementi sono parzialmente compensati dalle minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati e dalla riduzione dei ricavi per servizi immobiliari.

Il **margine operativo lordo** del 2010 è pari a 136 milioni di euro, con un incremento di 12 milioni di euro (+9,7%) rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è riferibile essenzialmente ai minori oneri per accantonamento al fondo esodo, nonché all'effetto positivo delle revisioni di stime delle passività per sconto energia dipendenti che ha comportato il rilascio a Conto economico di parte della passività iscritta negli esercizi precedenti. Tali fenomeni sono parzialmente compensati dalle citate minori plusvalenze da vendita di terreni e fabbricati.

Il **risultato operativo** del 2010 si attesta a 26 milioni di euro, in aumento di 3 milioni di euro rispetto al 2009, scontando maggiori ammortamenti e perdite di valore per 9 milioni di euro, dovuti essenzialmente all'effetto netto dell'entrata in esercizio di immobilizzazioni immateriali e a nuovi investimenti relativi a *software*.

Principali rischi e incertezze

Liberalizzazione dei mercati e cambiamenti regolatori

I mercati energetici nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva liberalizzazione, che viene attuata in diversa misura e con tempistiche differenti da Paese a Paese.
Come risultato di questi processi il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva derivante dall'ingresso di nuovi operatori e dallo sviluppo di mercati organizzati.
I rischi di *business* che derivano dalla naturale partecipazione del Gruppo a mercati che presentano queste caratteristiche, sono stati fronteggiati con una strategia di integrazione lungo la catena del valore, con una sempre maggiore spinta all'innovazione tecnologica, alla diversificazione e all'espansione geografica. In particolare, le azioni poste in essere hanno prodotto lo sviluppo di un portafoglio clienti sul mercato libero in una logica di integrazione a valle sui mercati finali, l'ottimizzazione del *mix* produttivo migliorando la competitività degli impianti sulla base di una *leadership* di costo, la ricerca di nuovi mercati con forti potenzialità di crescita e lo sviluppo delle fonti rinnovabili con adeguati piani di investimento in diversi Paesi.
Spesso, il Gruppo si trova a operare in mercati regolamentati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati, nonché le prescrizioni e gli obblighi che li caratterizzano, possono influire sull'andamento della gestione e dei risultati del Gruppo stesso.
A fronte dei rischi che possono derivare da tali fattori si è operato per intensificare i rapporti con gli organismi di governo e regolazione locali adottando un approccio di trasparenza, collaborazione e proattività nell'affrontare e rimuovere le fonti di instabilità dell'assetto regolatorio.

Emissione CO_2

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.
La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO_2) impone oneri per il settore elettrico, che in futuro potranno essere sempre più rilevanti. In tale contesto l'instabilità del mercato delle quote ne accentua la difficoltà di gestione e monitoraggio.

Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO_2 il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il *mix* produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Prezzo *commodity* e continuità degli approvvigionamenti

Per la natura del proprio *business*, il Gruppo è esposto alle variazioni dei prezzi di combustibili ed energia elettrica, che ne possono influenzare in modo significativo i risultati.
Per mitigare tale esposizione, il Gruppo ha sviluppato una strategia di stabilizzazione dei margini che prevede il ricorso alla contrattualizzazione anticipata dell'approvvigionamento dei combustibili e delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.
Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio *commodity* residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati.
Per una disamina dell'attività di gestione del rischio *commodity* e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla nota 5 del Bilancio consolidato.
Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche, nonché incentivando la costruzione di infrastrutture di trasporto e stoccaggio.

Rischio di credito

Nello svolgimento delle attività commerciali e finanziarie il Gruppo è esposto al rischio che le proprie controparti possano risultare incapaci di far fronte in tutto o in parte ai propri impegni, siano essi il pagamento di beni già consegnati o servizi resi, siano i flussi di pagamento previsti dai contratti finanziari derivati.
Per minimizzare tali rischi il Gruppo valuta preventivamente il merito creditizio delle controparti cui affidare le esposizioni più rilevanti in base a informazioni fornite da società indipendenti e a modelli di valutazione interni.
Questo processo prevede l'assegnazione di un limite di affidamento per ciascuna controparte, la richiesta di opportune garanzie per le esposizioni che eccedono tali limiti, nonché il monitoraggio periodico dell'esposizione.
Per specifiche porzioni del proprio portafoglio clienti, inoltre, si ricorre a una copertura assicurativa presso primarie società di assicurazione del credito.

Rischio di liquidità

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International, la funzione di tesoreria centralizzata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate International Endesa BV ed Endesa Capital SA), sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e utilizzando una pluralità di fonti di finanziamento e assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la recente crisi dei mercati finanziari, sono state effettuate con successo nel corso dell'esercizio 2010 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori *retail* italiani ed europei per complessivi 3 miliardi di euro (con richieste che hanno superato i 14 miliardi di euro), ed è stata stipulata da parte di Enel SpA e della sua controllata Enel Finance International SA una linea di credito rotativa quinquennale da 10 miliardi di euro, fruibile per la gestione del capitale circolante (non connessa dunque al programma di rifinanziamento del debito in essere).

Rischi connessi al *rating*

La possibilità di accesso al mercato dei capitali, alle altre forme di finanziamento e i costi connessi dipendono, tra l'altro, dal merito di credito assegnato al Gruppo.
L'attuale *rating* di Enel è pari a: (i) "A-", con *outlook* stabile, secondo Standard & Poor's; (ii) "A-", con *outlook* stabile, secondo Fitch; e (iii) "A2", con *outlook* negativo, secondo Moody's. Nel corso di dicembre 2010 Moody's ha posto sotto osservazione ("*credit watch*") i *rating* di Enel SpA a lungo termine per esaminare la possibilità un loro eventuale abbassamento.
I livelli di *rating* di Enel sono riportati in dettaglio nel paragrafo "Enel e i mercati finanziari".
Eventuali riduzioni del merito di credito da parte delle agenzie di *rating* potrebbero costituire una limitazione alla possibilità di acceso al mercato dei capitali e incrementare il costo della raccolta con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Rischio di tasso di cambio e di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio di cambio derivante dai flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali, dai flussi di cassa relativi a investimenti o altre partite in divisa estera e, in maniera marginale, dall'indebitamento denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi. La principale esposizione al rischio di cambio è nei confronti del dollaro statunitense.
Nel corso dell'esercizio la gestione del rischio tasso di cambio è proseguita nell'ambito del rispetto delle politiche di gestione interne di gestione dei rischi, che prevedono la copertura delle esposizioni significative, senza alcun tipo di difficoltà nell'accesso al mercato dei derivati.
La principale fonte di esposizione al rischio di tasso di interesse per Enel deriva dall'indebitamento finanziario espresso a tasso variabile. Al fine di ottenere una struttura dell'indebitamento bilanciata, Enel gestisce tale rischio riducendo l'ammontare dei debiti finanziari soggetti alla variazione dei tassi di interesse, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati.
Le politiche di gestione poste in essere da Enel SpA sono volte altresì a ottimizzare la situazione finanziaria complessiva del Gruppo, l'allocazione delle risorse finanziarie e il controllo dei rischi finanziari.
In base a tali politiche, l'operatività in derivati per la gestione dei rischi di tasso di interesse e di cambio viene effettuata avendo particolare riguardo, tra l'altro, alla selezione delle controparti finanziarie e al monitoraggio delle relative esposizioni e livelli di *rating*.
Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla nota 5 del Bilancio consolidato.

Rischio paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per circa il 50% per cento dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzata, tra gli altri, in Paesi dell'America Latina e in Russia – pertanto sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il c.d. "rischio paese", consistente nei rischi di natura macro-economica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali quanto sulla protezione degli *asset* aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel si è dotata di un modello di calcolo del rischio paese (del tipo *shadow rating*) capace di monitorare puntualmente il livello di rischio nei Paesi del proprio perimetro.

Altri rischi

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al *business* del Gruppo. Per mitigare tali rischi il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, incluse tecniche di manutenzione preventiva e predittiva, *survey* tecnologici mirati alla rilevazione e al controllo dei rischi, nonché alle *best practice* internazionali. Il rischio residuo viene gestito con il ricorso a specifici contratti di assicurazione, rivolti sia alla protezione dei beni aziendali sia alla tutela dell'Azienda nei confronti di terzi danneggiati da eventi accidentali, incluso l'inquinamento, che possono aver luogo nel corso dei processi legati alla generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

Come parte della propria strategia di mantenere e sviluppare una *leadership* di costo nei mercati di presenza nelle attività di generazione, il Gruppo è impegnato in molteplici progetti di sviluppo, miglioramento e riconversione dei propri impianti. Tali progetti sono esposti ai rischi tipici dell'attività costruttiva, che il Gruppo tende a mitigare attraverso la richiesta di specifiche garanzie ai propri fornitori e, dove possibile, attraverso apposite garanzie assicurative in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase.

Prevedibile evoluzione della gestione

Gli importanti traguardi raggiunti in termini di dimensione di scala, efficienza e diversificazione del *mix*, e una rafforzata struttura patrimoniale consentiranno a Enel di cogliere efficacemente le opportunità offerte da un nuovo ciclo di ripresa organica dei mercati e dallo sviluppo dei Paesi in rapida crescita.

Enel, confermando il proprio percorso strategico, continuerà a perseguire la stabilità finanziaria e la *leadership* nei mercati di presenza, proseguendo e intensificando le iniziative di eccellenza operativa lungo tutta la catena del valore. In tal senso, il consolidamento e l'integrazione delle attività estere consentiranno di diffondere una cultura di eccellenza e di efficienza comune a tutto il Gruppo e di conseguire maggiori sinergie operative.

Enel proseguirà con determinazione l'attuazione dei programmi di sviluppo delle fonti rinnovabili, confermandole come elemento essenziale delle strategie di sviluppo sostenibile nel settore energetico, esercitando, grazie alle competenze, al presidio delle tecnologie e alla dimensione geografica raggiunta, un ruolo di *leader* mondiale in un settore che si prevede in forte espansione.

Proseguirà parimenti l'impegno nella ricerca e nell'innovazione tecnologica, con particolare attenzione allo sviluppo di tecnologie termoelettriche eco-compatibili, delle reti intelligenti e della diffusione della mobilità elettrica, nonché ai programmi volti a rafforzare l'accesso diretto ai combustibili fossili perseguendo una selettiva strategia di integrazione verticale.

Enel intende altresì consolidare il proprio ruolo di riferimento nel campo della responsabilità sociale d'impresa, settore in cui ha già ottenuto i più importanti riconoscimenti a livello mondiale.

Su queste basi si prevede che la sempre maggiore integrazione delle attività internazionali unitamente ai programmi di sviluppo e alle azioni di efficienza operativa produrranno effetti positivi anche sui risultati del 2011 contribuendo al raggiungimento degli obiettivi economico-finanziari del Gruppo comunicati al mercato.

Sostenibilità

La nostra missione

“In Enel abbiamo la missione di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell’energia, a vantaggio delle esigenze dei clienti, dell’investimento degli azionisti, della competitività dei Paesi in cui operiamo e delle aspettative di tutti quelli che lavorano con noi. Enel opera al servizio delle comunità, nel rispetto dell’ambiente e della sicurezza delle persone, con l’impegno di assicurare alle prossime generazioni un mondo migliore.”

La sostenibilità in Enel

Fornire un'energia sostenibile, economica e accessibile, crescere responsabilmente nel rispetto dell'ambiente, delle comunità, dei Paesi dove opera e garantire un futuro migliore alle generazioni che verranno: questi gli obiettivi di sostenibilità di Enel. Enel aspira a crescere nel pieno rispetto degli *stakeholder* e dell'equilibrio tra le variabili economiche, ambientali e sociali.

La sostenibilità è parte integrante della cultura di Enel: è il motore di un processo di miglioramento continuo che interessa tutta l'Azienda e rappresenta un elemento essenziale per la crescita e lo sviluppo.
Con l'obiettivo di generare e distribuire valore nel mercato internazionale dell'energia a vantaggio dei clienti, degli azionisti, della competitività, Enel opera a favore delle comunità, nel rispetto dell'ambiente e della sicurezza delle persone. Enel è attenta allo sviluppo delle energie rinnovabili e di quelle tecnologicamente avanzate per un mondo migliore.
I princípi etici fondamentali di Enel, sanciti nel Codice Etico del Gruppo, rappresentano il cuore della cultura aziendale, nonché i modelli di comportamento richiesti a tutti i collaboratori.
Il percorso verso i più alti *standard* di sostenibilità, intrapreso da Enel circa dieci anni fa, è premiato dal continuo interesse dei fondi di investimento socialmente responsabili: in base ai dati di dicembre 2010, nel capitale di Enel sono presenti 61 fondi etici, che rappresentano il 16,9% dell'azionariato istituzionale. Nel 2010, per il settimo anno consecutivo, Enel è entrata a far parte del Dow Jones Sustainability Index, indice di riferimento per i mercati, che include le migliori aziende al mondo secondo criteri stringenti di sostenibilità economica, sociale e ambientale.

Gli impegni

Ogni anno Enel definisce gli obiettivi di *Corporate Social Responsibility* in coerenza con le linee strategiche di Gruppo e in aderenza ai princípi del *Global Compact* dell'ONU. Generazione di valore, lotta al cambiamento climatico, dialogo con le comunità, sicurezza per dipendenti e fornitori: sono queste alcune delle priorità che muovono Enel. Nello specifico, il Gruppo ribadisce il proprio impegno per uno sviluppo sostenibile secondo precise linee guida che interessano quattro aree.

Nel 2010, per il settimo anno consecutivo, Enel è entrata a far parte del Dow Jones Sustainability Index

- **Etica**: Enel si impegna a rafforzare un sistema di *governance* ispirato ai più elevati *standard* di trasparenza e correttezza nella gestione d'impresa.
- **Persone**: Enel garantisce la sicurezza di tutti coloro che sono coinvolti nella propria attività, nel rispetto del "valore" della persona, della sfera dei suoi interessi individuali e collettivi, dai diritti umani alla salute e sicurezza sul lavoro, dalla formazione al rispetto delle pari opportunità e della multiculturalità. Nelle comunità e nei mercati in cui opera, Enel è impegnata nella promozione e nel rispetto dei diritti umani, nel coinvolgimento dei diversi attori sociali e nel continuo miglioramento dei servizi offerti.
- **Strategia climatica e ambiente**: Enel riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico e ha da tempo avviato interventi per ridurre le emissioni di gas serra in tutti i Paesi nei quali opera, nel rispetto dell'ambiente, della biodiversità e delle generazioni future.
- **Ricerca e sviluppo**: Enel opera per garantire elettricità affidabile e promuovere lo sviluppo sostenibile, con attenzione alle fonti rinnovabili, ai biocombustibili, al sequestro e alla cattura geologica della CO_2.

I tre pilastri dell'etica aziendale: Codice Etico, modello 231/01, piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Nel 2002 Enel ha adottato un Codice Etico, aggiornato costantemente ed espressione degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

Il Codice Etico è vincolante per i comportamenti di tutti i collaboratori di Enel. Anche a tutte le imprese partecipate e ai principali fornitori del Gruppo è richiesta una condotta in linea con i princípi generali in esso espressi. Il Codice è improntato a un ideale di cooperazione delle parti coinvolte, alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*. Tutti gli *stakeholder* possono segnalare ogni violazione o sospetto di violazione del Codice Etico attraverso canali dedicati.

Nel 2002 il Consiglio di Amministrazione della Società ha anche approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Tale modello rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta. Il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha inoltre approvato nel 2010 specifiche "linee guida" finalizzate a estendere i princípi riportati nel modello organizzativo e gestionale alle società controllate estere del Gruppo, allo scopo di sensibilizzare e rendere consapevoli le stesse sull'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali e di prevenire l'ipotesi che si possa configurare una responsabilità amministrativa ex decreto legislativo 231/01 per la Capogruppo Enel SpA e per le altre società italiane del Gruppo.

Nel 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa promossa dal World Economic Forum di Davos nel 2005).

Il piano TZC non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al modello organizzativo e gestionale, adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/01, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'attuazione dei princípi formulati in materia da Transparency International.

La rendicontazione di sostenibilità

Dal 2002, con il Bilancio di Sostenibilità, Enel si impegna costantemente a misurare e rendicontare la propria responsabilità d'impresa, garantendo la massima trasparenza nei confronti di tutti i suoi *stakeholder* e lo sviluppo continuo della propria strategia di sostenibilità. Il processo di rendicontazione avviene attraverso la raccolta e l'elaborazione di specifici indicatori chiave di *performance* di sostenibilità economica, ambientale e sociale.
La completezza e l'attendibilità del Bilancio di Sostenibilità vengono verificate da *audit* interno e dalla Società di revisione esterna. Il Bilancio, sottoposto a verifica del Comitato per il controllo interno, viene approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e quindi presentato in Assemblea degli Azionisti.

Dal 2006 Enel segue le linee guida dello *standard* internazionale GRI-G3 del *Global Reporting Initiative*, dal 2008 con le integrazioni EUSS (*Electric Utility Sector Supplement*), specifiche per il settore elettrico. Dall'anno di adozione, Enel ha applicato tali linee guida al massimo livello riconosciuto dal GRI (A+).
Rendicontare l'agire d'impresa significherà, in futuro, andare verso un'integrazione sempre maggiore dei diversi bilanci, nella quale gli indicatori di sostenibilità possano, insieme con quelli finanziari, collegare le tematiche della sostenibilità con la *performance* economica e finanziaria dell'Azienda, in modo da consentire a tutti gli *stakeholder* una valutazione complessiva dell'attività e dei risultati del Gruppo.

Valore creato per gli *stakeholder*

Sono *stakeholder* di Enel gli individui, i gruppi o le istituzioni il cui apporto è richiesto per realizzare la missione aziendale o che hanno un interesse in gioco nel suo perseguimento.
Il valore economico creato e distribuito da Enel fornisce un'utile indicazione di come l'Azienda ha creato ricchezza per gli *stakeholder*.

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*
Ricavi	73.377	64.362
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	280	264
Costi esterni	49.567	42.214
Valore aggiunto caratteristico lordo	**24.090**	**22.412**
Risultato delle *discontinued operations*	-	*(158)*
Valore aggiunto caratteristico netto	**24.090**	**22.254**
distribuito a:		
Azionisti	2.350	2.734
Finanziatori	3.184	1.687
Dipendenti	4.907	4.908
Stato	3.711	3.462
Sistema Impresa	9.938	9.463

Persone

Personale e organizzazione

Organizzazione

Di seguito si riportano i principali eventi organizzativi del 2010.
Con riferimento alle attività di *business*:

> nell'ambito del progetto *Performance Improvement* Enel ed Endesa, finalizzato alla creazione di valore derivante dal conseguimento di sinergie, sono state identificate le seguenti iniziative di carattere organizzativo:
- *Commodities Trading*: gestione unitaria delle attività di "*market execution*";
- *Power Trading*: gestione unitaria delle attività nei mercati elettrici europei (esclusa la penisola iberica nella quale opera Endesa);

- CO_2: creazione di un presidio centrale di *carbon strategy* per la definizione e l'attuazione della strategia di *compliance*, delle attività di *origination*, della ottimizzazione di portafoglio e della valorizzazione commerciale in tutti i *carbon credit markets*;
- Gas: costituzione di un *Comitato Supply Gas*, avente il compito di assicurare, attraverso una stretta azione di coordinamento tra Enel ed Endesa, il conseguimento di sinergie e l'ottimizzazione dei rispettivi portafogli gas;
- *Upstream Gas*: costituzione di un *Comitato Upstream Gas* avente il compito di esaminare le attività nell'*upstream* al fine di assicurare coerenza tra queste e la domanda di gas nell'ambito del Gruppo;
- *Coal, Liquids and Freight*: coordinamento a livello centrale attraverso l'individuazione di un *Lead Buyer* di Gruppo al fine di assicurare le richieste di approvvigionamento, di ottimizzare i costi e garantire le sinergie nel Gruppo;

> sono proseguite le azioni necessarie alla separazione funzionale dell'attività di distribuzione della Divisione Infrastrutture e Reti, coerentemente con gli aggiornamenti delle disposizioni normative in materia di *unbundling* (Piano degli Adempimenti);

> con riferimento al perimetro della Divisione Internazionale, proseguono le attività di integrazione e razionalizzazione delle realtà acquisite, anche attraverso l'allineamento procedurale dei Paesi ai princípi e alle regole di gestione contenute nell'*Integration Handbook*. Si segnala, inoltre, la definizione di un nuovo assetto organizzativo della società russa Enel OGK-5, con la costituzione dell'unità *Risk Management* e la definizione di una responsabilità unitaria per le attività di generazione;

> con riferimento a Enel Green Power e al relativo processo di IPO, è stata condotta l'analisi sul sistema procedurale tesa alla verifica di sussistenza dei requisiti gestionali previsti per le società quotate da Borsa Italiana. A seguito dell'analisi sono state apportate modifiche al corpo procedurale di Gruppo e conseguentemente emesse specifiche procedure organizzative di Enel Green Power, a valere in particolare sui processi rilevanti quali, per esempio, Pianificazione industriale, *Budgeting* e Approvazione e controllo investimenti.

Infine, nell'ambito delle attività finalizzate all'integrazione:

> è stata definita la *governance* relativa alla gestione del Portale *Global In Enel*, esteso all'intero Gruppo e finalizzato alla costituzione di una nuova Intranet aziendale volta a promuovere la condivisione di progetti, cultura e *best practice* all'interno del Gruppo rinforzando il senso di appartenenza e il coinvolgimento nella strategia aziendale;

> continua la fase di sviluppo del progetto *Enel Business Process Modeling* (modello EBPM), avente l'obiettivo di definire e attuare un modello di gestione integrato di Gruppo delle attività di *business process modeling* necessario per la razionalizzazione e la convergenza delle diverse esigenze di rappresentazione dei processi (integrazione di processi, rischi, controlli e sistemi informativi). In particolare:
  - è stato completato il *setup* organizzativo, consistente nell'identificazione delle strutture organizzative dedicate a tale attività e nel relativo *staffing*;
  - è stata completata l'infrastruttura tecnologica per la modellazione dei processi e l'inserimento degli *asset* informativi correlati (rischi, controlli e sistemi informativi); nel corso del primo semestre del 2011 verranno completati l'infrastruttura di fruizione dei contenuti e il portale per l'accesso dei dipendenti;
  - sono in corso le attività di mappatura dei processi delle società appartenenti al perimetro Italia, il cui completamento è previsto entro giugno 2011;
  - sono state avviate le attività di mappatura dei processi nella *Country* Slovacchia, il cui completamento è previsto entro dicembre 2011;
  - è pianificato nel corso del primo quadrimestre del 2011 l'avvio delle attività per le *Country* Romania, Russia e Francia;
  - sono stati avviate le analisi per l'attuazione del suddetto progetto nel Gruppo Endesa e il relativo *business case* verrà concluso entro giugno 2011;
> è stato avviato il progetto *Overhead*, finalizzato a migliorare, a livello di Gruppo, i processi delle funzioni di *staff* in termini di efficienza ed efficacia.

Sviluppo e formazione

Le attività di sviluppo sono organizzate attorno a tre principali ambiti: i processi di valutazione, il sistema di *talent management* e l'indagine di clima.

Per quanto riguarda i processi di valutazione, la *performance review* da quest'anno ha visto la partecipazione, oltre che di tutto il *management* del Gruppo già coinvolto negli anni passati, anche di tutti gli impiegati delle Divisioni italiane, per un totale di circa 28.000 valutati. Si tratta dell'evoluzione del sistema di valutazione della *performance*, già anticipata nel 2008 con la valutazione pilota degli impiegati della Divisione Mercato, in linea anche con le attese espresse nell'Indagine di Clima del 2008, oltre che delle raccomandazioni degli analisti rappresentanti dei fondi etici.

La nuova *performance review* è stata accompagnata da un articolato piano di comunicazione, da iniziative di formazione con percorsi differenziati per segmenti di popolazione, dal miglioramento della strumentazione *on line* e da un meccanismo di *tutoring* distribuito.

Sempre riguardo alla valutazione delle *performance*, analogamente al 2009, anche a inizio 2010 le prime due linee di Gruppo e le persone appartenenti al *Talent Pool 1* hanno partecipato al *Feedback 360°*, quest'anno esteso all'*Alta Dirección* di Endesa e, in via sperimentale, a nuovi segmenti manageriali (tutta la popolazione *Expatriate* della Divisione Internazionale, le prime linee di Enel North America, il *management* della famiglia professionale *Energy Management* e le prime linee HR di Endesa), per un totale di 250 persone valutate e di 1.815 valutatori.

Passando alla valutazione delle conoscenze tecniche, il primo semestre dell'anno è stato dedicato all'aggiornamento del sistema professionale delle famiglie Amministrazione Finanza e Controllo (AFC), *Information & Communication Technology* (ICT) e *Safety*. Per la famiglia AFC è stato completato il progetto pilota avviato nel 2009 con la valutazione di tutta la popolazione dell'area di tutte le *Country* del Gruppo (esclusa in questa fase solo Endesa) per un totale di 1.500 persone. Inoltre, per ICT e *Safety* nell'ultimo trimestre è stato avviato un progetto pilota di mappatura e valutazione che ha riguardato circa 260 persone di ICT in Italia e Romania e per Endesa alcune risorse in Spagna e Colombia; per *Safety* circa 150 persone della Divisione Internazionale e di Enel Green Power. Con il 2011, a partire dall'analisi dei risultati emersi dalla fase pilota, sarà avviato il processo di revisione del modello e di identificazione di interventi mirati per queste famiglie professionali.

Per quanto riguarda il *talent management*, il primo semestre dell'anno è stato dedicato alla revisione del sistema introdotto nel 2008, attraverso l'introduzione di elementi di maggiore strutturazione e di "spinta" verso la mobilità, in particolare attraverso un maggior collegamento con il processo di *succession management*, integrato nella valutazione annuale delle *perfomance*.

Infine, rispetto all'indagine di clima i primi mesi dell'anno sono stati dedicati al monitoraggio delle azioni avviate a valle della seconda indagine globale di fine 2008. È stata poi progettata e realizzata nel mese di dicembre la terza rilevazione in uno scenario internazionale ancora più ampio con il coinvolgimento di circa 80.000 persone in 22 Paesi. I primi mesi del 2011 saranno cruciali per la condivisione dei risultati e l'individuazione delle azioni di miglioramento.

Per quanto riguarda la formazione, i tre assi principali di lavoro per Enel University hanno riguardato la sistematizzazione e la revisione di alcune iniziative chiave che completano il *leadership curriculum*, il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale e lo sviluppo di nuove accademie tecniche e funzionali.

Il *leadership curriculum* è l'insieme dei percorsi formativi che all'interno del Gruppo sono mirati a diffondere e rendere operativo il modello di *leadership* Enel. Ogni percorso è mirato a un *target* specifico di popolazione (impiegati, quadri o dirigenti). In particolare, il *leadership curriculum* è composto da tre tipologie di intervento:

> programmi legati a passaggio di inquadramento/ruolo: erano già attivi il programma di *induction* per neoassunti neolaureati (*Junior Enel Training International*) e il percorso per neoquadri (LINK). A inizio anno sono stati avviati anche i due percorsi del programma per neoassunti non neolaureati (*Welcome in Enel*), uno rivolto a laureati e un altro rivolto a diplomati. Inoltre, nel 2010 è stato completato il programma formativo per tutti i dirigenti italiani e della Divisione Internazionale di cinque giorni realizzato in collaborazione con LUISS e Alma Mater denominato *Enel Business & Leadership*;

> programmi legati ai risultati della *performance review*: accanto ai 12 moduli formativi per quadri progettati nel 2009 ed erogati già nel 2010 a varie popolazioni (*manager*, gestori di risorse, *professional*), sono stati progettati diversi moduli formativi per impiegati (PPR *Junior Professional* e PPR impiegati), già testati in 13 edizioni nel 2010;

> programmi dedicati ai *talent pool*: è stata progettata ed erogata una "*special edition*" del *Leadership for Energy Executive Program* (in *partnership* con Harvard Business School) per il *top management* del Gruppo. Nel 2010 si sono tenute anche tre edizioni dell'altra iniziativa chiave dedicata ai *talent pool*, ovvero il *Leadership for Energy Management Program* (in *partnership* con IESE e Bocconi) per il *talent pool* di secondo livello (TP2).

Per quanto riguarda invece il supporto all'integrazione dei Paesi della Divisione Internazionale, oltre ai programmi internazionali del *leadership curriculum* (JET *International*, *Enel Business & Leadership* e programmi per *talent pool*), sono continuate le iniziative specifiche di formazione tecnica per ogni Paese, mirate alla diffusione delle *best practice* aziendali e alla creazione di competenze formative locali in grado in futuro di sviluppare e manutenere autonomamente le competenze tecniche.

Infine, per quanto riguarda le accademie tecniche sono state avviate quelle per generazione, ingegneria e realizzazione impianti, mentre per quanto riguarda le accademie funzionali sono state avviate quelle per Risorse Umane, Amministrazione Finanza e Controllo, Legale e Acquisti.

Selezione

L'anno 2010 ha visto l'unità Selezione e Rapporti con le università concentrarsi sui processi di ricerca e inserimento di giovani laureati e diplomati, da formare coerentemente con i diversi percorsi professionali presenti in Azienda e al contempo promuovere e rafforzare l'immagine di Enel come "*Employer of Choice*" presso i segmenti più pregiati del mercato del lavoro, consentendole di conseguire per il secondo anno consecutivo la certificazione dell'Istituto Internazionale CRF di azienda "*Top Employer*".

Gli strumenti e i canali di cui ci si è avvalsi per il reperimento delle candidature sono stati, prioritariamente, il sito internet, oltre al contatto con scuole e università con le quali sono attive collaborazioni specifiche. Le *skill* tecniche più "critiche" (come per esempio quelle legate alla progettazione degli impianti, o inerenti agli impatti ambientali, o la sicurezza degli impianti, all'*upstream* gas e alle energie rinnovabili), sono state individuate anche grazie ad accordi mirati con società di *head hunting* specializzate, in alcuni casi operanti anche all'estero.

L'*iter* di selezione ha previsto sia un passaggio orientato a una valutazione attitudinale e motivazionale sia uno maggiormente focalizzato sugli aspetti tecnico-professionali. Le metodologie utilizzate nell'ambito dei processi di selezione sono state diverse, identificate in base al *target* di popolazione da selezionare; in particolare, per i giovani laureati è stato adottato lo strumento dell'*assessment center* che ha incluso anche prove di lingua inglese.

In Italia, nel corso del 2010, a fronte di circa 5.800 colloqui sono state effettuate 1.075 assunzioni, di cui circa il 75% è rappresentato da profili "neo": in particolare, il 40% da neolaureati (di questi, il 41% è costituito da donne) e il 60% da giovani diplomati.

Le attività di *recruitment*, nello specifico, si sono concentrate prevalentemente sulle aree tecniche della Divisione Ingegneria e Innovazione e sulle strutture delle *operation* della Divisione Infrastrutture e Reti, sulle aree della Generazione e dell'Energy Management della Divisione omonima, sulle aree tecniche e di mercato della Divisione Energie Rinnovabili e su quella del *customer service* della Divisione Mercato. Uno sforzo significativo, in termini di reclutamento esterno, ha riguardato più nel dettaglio,

analogamente a quanto avvenuto negli ultimi anni, l'area Sviluppo e Realizzazione Impianti, dove sono state inserite 70 persone, e l'area Tecnica Nucleare che ha raggiunto una consistenza di 181 risorse. La Divisione Infrastrutture e Reti ha visto, a sua volta, l'inserimento di personale tecnico-operativo su tutto il territorio nazionale nell'ambito delle attività di gestione e manutenzione degli impianti. È, inoltre, proseguito il rafforzamento delle aree di *business* della Divisione Mercato con il progetto *Quality Promoter*, che ha portato all'assunzione di circa 30 giovani laureati. Anche la Divisione Energie Rinnovabili è stata rafforzata attraverso l'inserimento di 60 nuovi assunti.

Le aree di *staff* – in particolare quelle di *governance* – in continuità con quanto già avvenuto nel primo semestre di quest'anno, sono state ulteriormente consolidate grazie al progetto *Junior Controller* che ha interessato direttamente la Direzione Amministrazione Finanza e Controllo, e agli inserimenti nelle funzioni *Audit* e *Group Risk Management*.

Nell'ambito del progetto *Energy Without Frontiers*, che prevede l'assunzione di 100 giovani laureati stranieri entro il 2011, sono state assunte ulteriori 7 persone, prevalentemente all'interno delle aree di *staff* e nucleare della Divisione Ingegneria e Innovazione, portando a 81 il numero totale delle risorse inserite.

Sono, inoltre, proseguite le attività volte a rafforzare il *brand* di Enel e a promuoverne l'immagine di azienda "*Top Employer*" presso i *campus* universitari di interesse, sia attraverso la partecipazione a *job meeting*, sia con la progettazione di "*recruiting day*" *ad hoc* legati alla presentazione di progetti di *business* specifici, sia con la programmazione di iniziative di didattica "alternativa", soprattutto all'interno delle facoltà tecnico-ingegneristiche. Tra gli eventi che hanno maggiormente contribuito alla diffusione del *brand* aziendale sul piano internazionale, si evidenziano la partecipazione al *V Foro de Empleo* di Madrid, all'*Energy 21st* e alla seconda edizione dell'*Atomicareer*, questi ultimi due eventi tenuti a Bruxelles e rispettivamente focalizzati sul settore energetico in generale e su quello nucleare.

Sono stati infine attivati circa 150 *stage*, la maggior parte dei quali destinati a giovani laureati, concentrati prevalentemente nelle funzioni di *staff* di Corporate e nelle Divisioni Infrastrutture e Reti e Mercato; nelle unità tecniche territoriali della Divisione Infrastrutture e Reti sono inoltre stati attivati 426 tirocini formativi per giovani diplomati tecnici.

Nel corso del 2010 si è dato ulteriore impulso al processo di mobilità interna internazionale, che ha portato alla pubblicazione del primo *job posting* di Gruppo per una posizione manageriale, coerentemente con il nuovo modello di *management*, e alla pubblicazione di oltre 40 posizioni da ricoprire. È stato dato avvio inoltre al programma di scambio all'interno delle funzioni tecniche della Rete di Enel ed Endesa (*Twin Exchange Program*) che porterà alla mobilità, almeno nella sua fase iniziale, di ulteriori 6 persone. Avviato a fine 2009 nell'ambito della Divisione Internazionale, il programma di *International Mobility* ha avuto nel corso del 2010 un notevole impulso portando oltre 60 dipendenti francesi, rumeni, russi e slovacchi all'interno di diverse realtà operative italiane, a sostegno dell'integrazione, e offrendo importanti occasioni di sviluppo ai partecipanti.

Sistemi di remunerazione e incentivazione

La politica retributiva nell'anno 2010 si è mossa in assoluta continuità con le logiche e la filosofia adottate negli anni precedenti.

Come ogni anno sono stati effettuati *benchmark* con il mercato esterno e prese le necessarie misure per garantire un corretto posizionamento della retribuzione in termini di competitività rispetto ai mercati di riferimento.

Si è confermata la selettività degli interventi sul fisso, a conferma di una politica meritocratica volta a premiare le competenze pregiate all'interno di ciascuna famiglia professionale.

Sul versante dei sistemi di incentivazione di breve periodo, è stato confermato l'MBO quale strumento principale che coinvolge circa il 97% dei dirigenti e circa il 17% dei quadri. Da segnalare che nel 2010, anche a valle di un approfondito *benchmark* con altre aziende *leader*, è stato rinnovato il sistema di incentivazione commerciale migliorando nettamente sia la tempestività di assegnazione degli obiettivi sia il collegamento con le attività di pianificazione commerciale.

Salute e sicurezza sul lavoro

Nel 2010 è proseguita l'attuazione in tutto il Gruppo dell'*Integrated Nine Point Safety Improvement Plan*, il progetto, avviato dal 2008, che rappresenta la strategia dell'Azienda per raggiungere l'obiettivo "zero infortuni". Le attività del progetto nel 2010 si sono incentrate, in particolare, sui comportamenti, sul miglioramento dei processi di approvvigionamento e gestione delle imprese appaltatrici e sui processi di allineamento delle *practice* tra le *Country* del Gruppo.

Seguendo le linee di azione già tracciate lo scorso anno, infatti, sono stati sviluppati i percorsi formativi sulla *safety* per i neoassunti, differenziati a seconda dell'inserimento nelle Divisioni operative (10 edizioni) o delle funzioni di *staff* (11 edizioni). Sono state realizzate 50 edizioni del corso sulla "*Leadership* per la *safety*", un intervento formativo dedicato al *management* finalizzato a favorire una maggiore e più consapevole assunzione della responsabilità legata al ruolo di "*leader* per la sicurezza", che hanno visto la partecipazione di circa 600 *manager*. Sono stati organizzati i corsi di guida sicura rivolti al personale delle Divisioni Infrastrutture e Reti, Generazione ed Energy Management, Mercato ed Energie Rinnovabili.

Nel 2010 è proseguita la realizzazione in tutto il Gruppo dei progetti focalizzati sui comportamenti, finalizzati a promuovere l'attenzione alla sicurezza anche nelle attività a basso rischio, come il *Safety 24/7* e il *Behavioural Based Safety* (BBS), ed è stato avviato il progetto *Work Smart Think Safe*, che mira a promuovere il coinvolgimento diretto dei colleghi nel proporre idee di miglioramento degli *standard* di sicurezza nei luoghi di lavoro.

Sono state realizzate, inoltre, molteplici iniziative focalizzate sulle risorse *safety* e finalizzate alla costituzione della "famiglia professionale della *safety*" con l'individuazione di percorsi specifici di sviluppo e formazione: *assessment* delle risorse *safety* ed elaborazione della "*Safety Academy*", revisione del sistema professionale per la *safety*, progetti dedicati ai *safety manager* (Visione Unica della *Safety* e *Learning Tour*). È stato avviato, infine, il progetto formativo *Safety* per Neoassunti, dedicato alle nuove risorse delle aree operative, che ha lo scopo di potenziare conoscenze e capacità in materia di sicurezza sul lavoro e che prevede la permanenza dei laureati neoassunti delle Divisioni operative nell'ambito delle strutture dedicate alla *safety* per un periodo di alcuni mesi con l'obiettivo di rendere tale esperienza il filo conduttore della loro carriera lavorativa.

In tutte le Divisioni/società del Gruppo è proseguito lo

sviluppo del processo di monitoraggio e gestione dei *near miss* e degli altri indicatori a preventivo (*leading KPI*). Nell'ambito del progetto di *Global Reporting,* finalizzato a creare un processo automatizzato e centralizzato per la reportistica in ambito *safety*, si è lavorato per la realizzazione di un sistema analitico di Gruppo basato sulla piattaforma SAP che si interfacci con i sistemi informativi attualmente esistenti in Azienda.
Relativamente al miglioramento dei processi di appalto

è proseguita l'attuazione del nuovo modello di qualificazione delle imprese che introduce requisiti di sicurezza specifici e più stringenti. Per la selezione dei fornitori sono state sviluppate le linee guida che prevedono l'utilizzo, ove possibile, di comparti qualificati e la definizione di criteri di rotazione basati sugli indicatori *safety*.
Nei contratti sono presenti clausole specifiche in materia di *safety* che prevedono l'applicazione di sanzioni in caso di violazioni gravi e reiterate della normativa in materia di salute e sicurezza e, nei casi più gravi, la risoluzione del contratto. Sono stati potenziati i controlli sulle imprese e l'attività di sorveglianza lavori, attraverso la definizione di specifici piani di miglioramento divisionali/societari. Sono stati organizzati, inoltre, anche specifici interventi formativi sulle tematiche di *safety* per il personale che gestisce i contratti e svolge attività di controllo sulle imprese.
Molteplici sono state le iniziative e le campagne organizzate nel corso dell'anno per sensibilizzare gli appaltatori sui temi della sicurezza sul lavoro. Il 19 novembre, in particolare, è stato organizzato il primo *Contractors Safety Day* a livello di Gruppo, che segue le tante iniziative a carattere locale realizzate dalle Divisioni/società del Gruppo.
Il progetto *Nine Points* è stato uno dei temi principali del primo incontro, tenutosi il 26 maggio, del *Safety Steering Committee*, il Comitato direttivo composto dai primi riporti dell'Amministratore Delegato e introdotto alla fine dello scorso anno con il compito di approvare le scelte e le politiche di Gruppo in materia di *safety*, promuovere iniziative di carattere strategico volte a diffondere e accrescere la cultura della sicurezza e riesaminare periodicamente l'efficacia dei processi di gestione delle tematiche di salute e sicurezza a livello di Gruppo.
Dall'8 al 14 novembre, per il terzo anno consecutivo, si è svolta l'*International Safety Week*, un progetto trasversale all'intero mondo Enel, che ha l'obiettivo di focalizzare l'attenzione di tutti i lavoratori, sul tema della sicurezza, per una settimana, attraverso la realizzazione di molteplici iniziative di formazione, comunicazione e sensibilizzazione, che coinvolgono non solo i lavoratori ma anche le imprese appaltatrici e le comunità, con lo scopo di promuovere una visione omogenea e un unico approccio alla *safety* in tutti i Paesi in cui Enel opera. L'edizione 2010 dell'*International Safety Week* ha visto il coinvolgimento di 73.600 colleghi in 19 Paesi e la realizzazione di 1.276 eventi, il 23% in più rispetto allo scorso anno, e di molteplici iniziative focalizzate sulle seguenti tematiche: imprese appaltatrici, *near miss,* gestione delle emergenze e responsabilità individuale e collettiva.
Nel 2010 è proseguito, inoltre, il processo di integrazione con le *Country* estere con l'obiettivo di creare sinergie e attuare programmi di eccellenza operativa. In tale ottica è stato esteso alle Divisioni Generazione ed Energy Management, Energie Rinnovabili e Ingegneria e Innovazione il progetto *Visual Safety*, finalizzato a creare un ciclo di miglioramento continuo, basato sulla condivisione delle *best practice*.
Relativamente a Endesa, a luglio 2010 si è tenuto il primo incontro del *Continuous Safety Improvement Committee*, il Comitato Enel-Endesa previsto dal *Coordination Handbook* che ha il compito di promuovere il miglioramento continuo degli *standard* di sicurezza attraverso la diffusione di *best practice* e lo scambio di esperienze, e nel corso dell'anno sono stati organizzati i primi due Comitati di Approfondimento per l'analisi degli infortuni gravi e mortali di Endesa.
Per quello che riguarda le attività proprie legate alla salute

e sicurezza nei luoghi di lavoro, è proseguito il processo di certificazione secondo lo *standard* BS OHSAS 18001 dei Sistemi di Gestione della Salute e Sicurezza sul lavoro delle Divisioni/società del Gruppo.

In relazione all'adozione del Modello di Organizzazione e Gestione di cui al decreto legislativo n. 231/01, a valle dell'emissione nell'agosto del 2009 del decreto legislativo n. 106/09, a maggio è stata aggiornata e approvata nel Consiglio di Amministrazione di Enel la parte speciale F, adottata a seguito dell'estensione della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche di cui agli illeciti di omicidio colposo e di lesioni personali colpose gravi o gravissime, commessi in violazione di norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della sicurezza sul lavoro.

Intensa è stata la formazione sulle tematiche di *safety* erogata per i soggetti del sistema di prevenzione aziendale: sono state organizzate 30 edizioni, in 12 sedi territoriali diverse, del corso di aggiornamento annuale dei Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza (RLS) e sono stati erogati i corsi di formazione e aggiornamento per i Coordinatori per la Sicurezza in fase di Progettazione ed Esecuzione (CSP/CSE).

Relativamente al fenomeno infortunistico [(1)], l'indice di frequenza evidenzia una riduzione del 57% dal 2006 al 2010, attestandosi a un valore di 2,77, mentre l'indice di gravità presenta una riduzione del 50% dal 2006 al 2010, registrando un valore di 0,13. Il *trend* di riduzione è confermato anche dall'indice di frequenza operativo, introdotto lo scorso anno, che si focalizza su alcune tipologie di infortuni maggiormente correlate al *core business* dell'Azienda e caratterizzate da un elevato tasso di gravità (infortuni elettrici, per caduta dall'alto, per urto-schiacciamento-taglio, per agenti nocivi e per esplosione-scoppio). Tale indice nel 2010 evidenzia una riduzione del 57% rispetto al 2007.

Le ottime *performance* di Enel in ambito "Salute e sicurezza sul lavoro" del 2009 sono state valutate molto positivamente anche dagli analisti finanziari per l'Indice di Sostenibilità Dow Jones: la nostra Azienda quest'anno ha conseguito un punteggio molto alto, posizionandosi a pochi punti dalla "*best in class*" e molto al di sopra del punteggio medio del settore delle *utility* elettriche mondiali.

Nel 2010 si sono verificati tre infortuni mortali che hanno interessato dipendenti del Gruppo Enel: un infortunio per azione di corrente elettrica, verificatosi in Russia, nell'impianto di KGRES, e due infortuni stradali verificatisi uno a Vercelli, a un dipendente della Divisione Infrastrutture e Reti, e uno in Romania. Per quanto riguarda gli infortuni a dipendenti di imprese appaltatrici, verificatisi durante l'esecuzione di lavori per conto Enel, nel 2010 si sono registrati 19 eventi mortali, di cui 15 all'estero. Gli infortuni gravi e mortali che interessano il personale Enel o dipendenti di imprese appaltatrici sono oggetto di un processo di indagine specifico, finalizzato all'identificazione delle cause e alla definizione di azioni migliorative volte a prevenire il ripetersi di eventi analoghi. A valle di tale analisi vengono adottati, se necessari, provvedimenti che vanno, nel caso di dipendenti Enel, dal richiamo al licenziamento e, nel caso di imprese appaltatrici, dalla sanzione amministrativa alla rescissione del contratto. Nel 2010, in particolare, sono stati adottati otto provvedimenti nei confronti del personale Enel e circa 50 azioni nei confronti delle imprese appaltatrici.

Relazioni industriali

L'avvenimento più significativo del 2010 è stata l'intesa del 5 marzo per il rinnovo del Contratto collettivo nazionale di lavoro scaduto, per la parte sia economica sia normativa, a giugno 2009.

Per quanto riguarda i contenuti economici, l'accordo prevede un aumento medio a regime di 157 euro, da riparametrare secondo la scala contrattuale, in quattro *tranche*, la prima delle quali con decorrenza 1° marzo 2010 (le altre *tranche* hanno decorrenza 1° gennaio 2011, 1° gennaio 2012 e 1° luglio 2012); è prevista altresì la corresponsione di una copertura economica per il periodo 1° luglio 2009 - 28 febbraio 2010 di 360 euro, sempre da riparametrare, nonché il versamento a carico delle aziende di 4 euro al Fondo di Previdenza Integrativa (FOPEN) nei confronti dei lavoratori iscritti.

Sotto il profilo normativo, particolarmente significativo è il fatto che sia stata raggiunta un'intesa sulla regolamentazione del diritto di sciopero, con la sottoscrizione di un documento che sancisce le linee guida sulla cui base sarà definito il testo articolato dell'accordo in sostituzione di quello, risalente al 1991, disdetto dai sindacati a giugno dello scorso anno: degna di nota è l'affermazione concordata tra le Parti che lo sciopero nel settore elettrico sarà effettuato con modalità che garantiscano comunque la continuità e la sicurezza del servizio a tutti gli utenti. Altri aspetti significativi riguardano il tema della "classificazione" sulla quale sono stati fissati i princípi per addivenire a

(1) Le cifre riportate si riferiscono a un perimetro di 77.704 lavoratori. La popolazione considerata non comprende i dipendenti delle società consolidate con il metodo proporzionale, Albania e le *Branches*.

un nuovo sistema sostitutivo di quello in atto, ormai fermo da oltre 20 anni; la materia è complessa e richiederà un impegno che si ritiene possa concludersi non prima della metà del 2011.
Novità riguardano anche il tema della sicurezza, ove si è operata un'integrale riscrittura del testo contrattuale in termini di una maggiore aderenza all'obiettivo di "zero infortuni"; elementi innovativi sono altresì stati introdotti sul tema della bilateralità, in particolare, per la formazione. Vanno inoltre ricordate talune maggiori flessibilità introdotte in materia di reperibilità e di trasferimenti.
Sempre in ambito aziendale sono da segnalare anche l'insediamento – previsto dall'accordo quadro per la presentazione di piani formativi Enel a Fondimpresa del 23 dicembre 2009 – della "Commissione bilaterale Enel sulla formazione", avente ruolo di indirizzo, supporto e valutazione dell'attività formativa di Gruppo, oltre che di elaborazione e condivisione dei piani formativi aziendali da sottoporre all'approvazione di Fondimpresa per il loro finanziamento (Fondimpresa, istituito con la legge n. 388/92, è il maggiore dei fondi paritetici interprofessionali italiani destinato alla gestione della formazione continua di operai, impiegati e quadri), e l'approvazione dei primi piani formativi con verbale di accordo del 20 luglio.
Per quanto concerne l'Informazione e Consultazione a livello transnazionale, è stato realizzato nel mese di maggio il seminario di formazione congiunta "Il CAE Enel e l'esercizio dei diritti di informazione e consultazione", progettato per i membri del CAE Enel, il quale rappresenta il primo intervento formativo effettuato ai sensi dell'art. 9 dell'Accordo costitutivo CAE del 5 dicembre 2008. L'obiettivo del seminario, frutto dell'intesa fra Comitato Ristretto ed Enel nel primo anno di attività del CAE Enel (insediatosi a giugno 2009), è stato quello di migliorare il funzionamento dell'organismo, tramite lo studio e il confronto con le buone prassi adottate da altri CAE e alla luce del recente *recast* della direttiva sui CAE (2009/38/CE).

Consistenza del personale

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010 è pari a 78.313 dipendenti, di cui 40.930 impegnati nelle società del Gruppo con sede all'estero. L'organico nel corso del 2010 si riduce di 2.895 risorse per effetto del saldo tra le assunzioni/cessazioni (-2.560) e di variazioni di perimetro che hanno interessato alcune società del Gruppo (-335).
Le cessazioni dal servizio sono rappresentate principalmente da esodi consensuali incentivati.
Le più significative variazioni di perimetro avvenute in questo esercizio sono: la riorganizzazione delle attività rinnovabili (che ha previsto il conferimento di tali attività in Spagna e Portogallo dalla Divisione Iberia e America Latina alla Divisione Energie Rinnovabili) con la nascita della *newco* Iberia, la cessione del ramo di azienda di Enel Distribuzione a Bolzano, la cessione di Endesa Hellas ed Endesa Gas, *la joint venture* 3Sun di Enel Green Power.
La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2009 è così sintetizzabile.

Consistenza al 31.12.2009		**81.208**
Variazioni di perimetro e acquisizioni:		**(335)**
- Acquisizioni di società	43	
- Cessioni di società	(378)	
Assunzioni		3.761
Cessazioni		(6.321)
Consistenza al 31.12.2010 (1)		**78.313**

(1) Include 2.324 risorse riferibili al perimetro di società classificato come "posseduto per la vendita".

Clienti

In tutto il mondo, il mercato dell'energia è attraversato da tensioni dinamiche, su cui si focalizza l'attenzione del cittadino-consumatore, mentre il crescente tasso di liberalizzazione genera nei clienti, attuali e potenziali, nuovi stimoli, esigenze e possibilità di scelta.
Garantire l'accesso all'energia elettrica per il maggior numero di persone e soddisfare le loro esigenze con sicurezza, qualità, efficienza e innovazione: queste sono le premesse per la creazione di una cultura aziendale sempre più orientata al cliente e alla sua soddisfazione.
In Italia, la Divisione Mercato garantisce un impegno continuo nei confronti di tutti i suoi clienti, attraverso una politica attenta alla qualità del servizio.
La soddisfazione del cliente è il principale obiettivo sulla base del quale sono definite, attraverso il programma *Passion for Quality*, specifiche iniziative di miglioramento. Fra le più significative del 2010, spiccano l'estensione dell'orario del *contact center* 24 ore su 24 e la realizzazione di nuovi servizi sui portali *web*. Inoltre, a disposizione del cliente, sono presenti sul territorio nazionale 131 Punti Enel, sempre più dotati di nuovi strumenti di gestione e comunicazione.
Attenzione ai clienti, ma anche impegno e sensibilizzazione

verso un uso efficiente dell'energia e rispetto per l'ambiente costituiscono un valore fondamentale della proposta commerciale di Enel Energia per il mercato libero.
Molte sono state le proposte sviluppate nel 2010 su questi valori: con "Energia Tutto Compreso Green", Enel Energia ha offerto per la prima volta alle famiglie italiane la possibilità di scegliere per i propri consumi solo energia prodotta da fonti rinnovabili, a zero CO_2, scelta che dà inoltre l'opportunità di beneficiare di speciali *bonus* in bolletta.
Inoltre, ai 2,5 milioni di famiglie che partecipano al programma di *loyalty* Enelpremia, è offerta una gamma di premi tutti eco-compatibili. Per le imprese, invece, attraverso i *Key Account Manager*, è prevista la possibilità di avvalersi di un servizio esclusivo di analisi dei consumi energetici, focalizzato su climatizzazione e illuminazione.
I prodotti e i servizi verso la clientela sono comunicati con un linguaggio semplice e immediato, che evidenzia in modo chiaro le caratteristiche delle offerte e i vantaggi correlati. Tra gli obiettivi di Enel Energia ci sono infatti la chiarezza e la semplicità di tutto il materiale di comunicazione che deve consentire al consumatore di poter acquistare i prodotti proposti in modo trasparente e consapevole; tali informazioni sono messe infatti a disposizione dei clienti in tutti i punti di contatto, fisici e virtuali.
In Italia Enel è socio dell'UPA (Utenti Pubblicità Associati), l'organismo associativo costituito dalle principali e più qualificate aziende industriali, commerciali e di servizi che investono in pubblicità che, a sua volta, aderisce all'IAP (Istituto di Autodisciplina Pubblicitaria). Quindi Enel, nella sua attività di comunicazione pubblicitaria, fa riferimento al Codice di Autodisciplina della Comunicazione Commerciale della IAP, arrivato l'11 gennaio 2011 alla sua 51ª edizione.
Continua nel 2010 il *trend* positivo dell'immagine di Enel in Italia, secondo il settimo rapporto sulla *Brand Equity* Enel realizzato da GFK-Eurisko nel novembre del 2010. L'indicatore di *Brand Equity* (BE) Enel è un modello di valutazione del grado di percezione del marchio da parte di cittadini, imprese e *opinion leader*, basato su una ricerca statistica annuale. Nel complesso l'indice di BE Enel è cresciuto leggermente rispetto al 2009, e di oltre quattro punti percentuali rispetto alla prima rilevazione del 2003, nonostante l'accresciuta pressione competitiva che la liberalizzazione ha generato.
In Romania, è stato lanciato nell'aprile 2010 il programma *Client in Focus* (CLIF), i cui obiettivi riguardano il miglioramento dei servizi esistenti mediante la riprogettazione di processi e procedure, l'evoluzione dei vari servizi e canali di *Customer Relationship Management*, il potenziamento dei punti di contatto virtuali e l'introduzione di nuovi canali di vendita. Nell'ambito del progetto, nel corso del 2010 ha debuttato il nuovo sito internet e sono stati diversificati i servizi offerti dal *call center*, unitamente al lancio di nuovi canali di pagamento; le novità sono state comunicate ai clienti attraverso una campagna pubblicitaria dedicata.
In Spagna e in America Latina, Endesa ha sviluppato nel 2010 programmi e azioni volti a migliorare e facilitare l'accesso all'energia elettrica, rimuovendo barriere linguistiche o altri ostacoli che possono impedire una comunicazione efficace e trasparente o sviluppando e migliorando le infrastrutture di distribuzione in zone rurali. Particolare attenzione viene inoltre posta alle attività di sensibilizzazione sui pericoli connessi all'elettricità e a programmi educativi su un uso sicuro e razionale dell'energia. Endesa aderisce inoltre a stringenti codici di autoregolazione che vanno oltre le semplici norme legali, le quali stabiliscono l'obbligo di veridicità delle comunicazioni commerciali.

La risoluzione alternativa delle controversie

Enel è oggi l'unica azienda energetica, a livello UE, a disporre, in Italia, di una procedura di conciliazione paritetica e volontaria per oltre 28 milioni di clienti domestici italiani, con tutte le Associazioni dei Consumatori riconosciute a livello nazionale. Una procedura veloce, snella e completamente gratuita che si svolge *on line* e permette di risolvere in via stragiudiziale le controversie legate al contratto di fornitura di energia elettrica e gas che possono insorgere fra clienti e Azienda.
Tale progetto, nato nel 2004, si è concretizzato nel 2006 con la firma di un Protocollo di Conciliazione e di un Regolamento per l'attivazione della procedura fra Enel e le 17 Associazioni dei Consumatori del CNCU (Consiglio Nazionale Consumatori e Utenti, organismo istituito presso il Ministero dello Sviluppo Economico). La conciliazione è stata sperimentata per un anno nella sola regione Piemonte e nel 2009 è stata estesa a tutto il territorio italiano. Da luglio 2009 a oggi sono stati espletati oltre 1.600 procedimenti di conciliazione per i clienti del mercato elettrico libero e tutelato e del settore gas.
Il 7 luglio 2010 Enel ha firmato il Protocollo di Intesa e il Regolamento della Conciliazione in fase sperimentale in tre regioni italiane (Lombardia, Emilia Romagna e Puglia),

per la conciliazione paritetica anche con le sei più importanti Associazioni di rappresentanza delle Piccole e Medie Imprese italiane – Confartigianato, CNA, Confapi, Confagricoltura, Confcommercio, Confesercenti – estendendo la possibilità di accedere alla conciliazione anche al settore dei clienti *business*.
Con questa estensione possono accedere alla conciliazione anche gli oltre 2,5 milioni di imprese clienti di Enel attraverso gli sportelli territoriali delle Confederazioni di Impresa cui sono associati.

Società

Pensare globale, agire locale. È in una parola – "*glocal*", appunto – che può riassumersi la modalità con cui Enel costruisce ogni giorno il rapporto con i suoi *stakeholder*. Si tratta infatti di un *network* relazionale proprio di una multinazionale dell'energia, che comunica e si confronta con un insieme di pubblici diversi per cultura, lingua, contesto sociale ed economico. In questo scenario, si colloca l'impegno di Enel per un dialogo aperto, trasparente e attento alle esigenze delle comunità in cui vive e opera.

Il Gruppo Enel nel *Global Compact*

Il *Global Compact* è un'iniziativa delle Nazioni Unite cui aderisce un *network* di imprese, associazioni, organizzazioni governative e ONG, avviata nel 2000 da Kofi Annan per sollecitare le imprese ad adottare comportamenti socialmente responsabili. Le imprese che lo sottoscrivono si impegnano a uniformarsi a dieci princípi relativi al rispetto dei diritti umani e sindacali, della tutela dell'ambiente e della lotta alla corruzione. I partecipanti al *Global Compact* sono obbligati a rendicontare annualmente i risultati raggiunti con una comunicazione *ad hoc* (*Communication On Progress*), pena l'esclusione dall'iniziativa. Enel vi ha aderito nel 2004, Endesa nel 2002.
A ottobre 2010 la UN *Global Compact* ha invitato un ristretto gruppo di aziende, tra cui Enel ed Endesa, a prendere parte a una nuova iniziativa, il *Global Compact* LEAD, con l'obiettivo di raccogliere le aziende "*leader*" che si impegneranno a realizzare un modello globale di sostenibilità seguendo le linee guida del *Blueprint for Corporate Sustainability Leadership*. In occasione del *Business Summit* del G20 a Seoul dell'11-12 novembre 2010, il Gruppo Enel ha dichiarato la sua adesione al *Global Compact* LEAD al segretario generale delle Nazioni Unite Ban Ki Moon. L'entrata nel LEAD di Enel ed Endesa è stata resa pubblica durante il World Economic Forum di Davos il 28 gennaio 2011.

La relazione con il territorio e le comunità

Nei territori e nei Paesi in cui Enel è presente sono state realizzate nel 2010 numerose iniziative per avvicinare le persone al mondo dell'energia. Prima fra tutte, "Centrali Aperte", il progetto nato inizialmente in Italia, oggi presente in molti Paesi, che rappresenta un appuntamento ormai tradizionale, grazie al quale gli impianti produttivi "aprono le porte" al pubblico, proponendo un'offerta ricca di iniziative culturali, musicali e sportive. Anche per lo scorso anno, l'obiettivo è stato quello di rendere fruibile il grande patrimonio ambientale e tecnologico delle centrali elettriche, per integrarle con il territorio e promuovere l'attenzione all'ambiente. In Italia sono state 78 le centrali che hanno ospitato un ampio calendario di iniziative, richiamando circa 105.000 persone.
L'attenzione per le comunità è anche il filo conduttore di "Natura e Territorio", il programma nato per sviluppare progetti di tutela e valorizzazione dell'ambiente, in particolare nelle aree limitrofe alle centrali Enel in tutto il mondo, attraverso la promozione di attività sportive e ricreative, itinerari culturali e sentieri naturalistici. Per il settimo anno consecutivo, inoltre, Enel in Italia, in collaborazione con Legambiente, ha promosso la manifestazione "Piccola Grande Italia" volta a rilanciare nei piccoli comuni italiani la cultura dell'efficienza energetica e dello sviluppo delle energie rinnovabili.

Endesa intende essere percepita come un *partner* indispensabile per lo sviluppo economico, sociale e ambientale dei Paesi in cui è presente, con una particolare attenzione alle diverse realtà socio-economiche. In particolare, in America Latina, i temi di maggior rilevanza sono costituiti dalla sicurezza dell'approvvigionamento, dall'eccellenza operativa, dalla stabilità di regolamentazione e dalla cooperazione nella risoluzione dei problemi sociali.
Endesa contribuisce allo sviluppo sociale delle comunità in cui opera attraverso investimenti diretti in iniziative locali, aumentando i progetti di volontariato d'impresa e i tavoli di lavoro con gruppi, istituzioni, organizzazioni e

rappresentanti istituzionali delle aree in cui sono presenti strutture e attività industriali o commerciali.

Grandi progetti infrastrutturali

Il 2010 è stato caratterizzato dalla rinascita del nucleare in Italia, con la definizione del processo autorizzativo per la realizzazione e l'esercizio degli impianti di generazione da fonte nucleare, degli impianti di fabbricazione del combustibile e dei sistemi di stoccaggio di combustibile e scorie. In tale contesto, l'impegno delle Relazioni Esterne Enel è consistito nel rilancio del nucleare come progetto per il Paese, contribuendo allo sviluppo della cultura nucleare nelle istituzioni, nel tessuto industriale e nel mondo accademico.
L'unità Grandi Progetti Infrastrutturali e Processi Autorizzativi è direttamente impegnata in questo processo attraverso la relazione con le istituzioni che operano per la definizione del percorso autorizzativo. Grande attenzione è rivolta in questa fase all'ascolto e al dialogo con i diversi *stakeholder* al fine di rafforzare il processo di condivisione con il pubblico.
Lo sviluppo di grandi progetti infrastrutturali, come la riconversione a carbone degli impianti di Porto Tolle e Torrevaldaliga Nord e la realizzazione del rigassificatore di Porto Empedocle, ha ricevuto grande impulso nel corso del 2010. Il dialogo con gli *stakeholder* del territorio è stato uno degli elementi chiave che hanno portato ad aumentare il supporto verso la realizzazione di diversi progetti industriali, attraverso iniziative concrete come la stipula di accordi e la creazione di tavoli di confronto dedicati a temi specifici.

Educazione, scienza, informazione

Enel continua il suo impegno verso le giovani generazioni e il mondo della scuola con il progetto *Play Energy*. L'iniziativa, nel 2010 alla settima edizione, ha consolidato la sua dimensione internazionale con la presenza in 11 dei Paesi in cui l'Azienda opera: Italia, Slovacchia, Romania, Bulgaria, Russia, Guatemala, Cile, Costa Rica, Panama, Brasile e Stati Uniti. Nell'ultimo anno, oltre 8.300 scuole e più di 460.000 studenti sono stati coinvolti, 69.000 ragazzi si sono registrati al sito internet e oltre 33.000 hanno visitato gli impianti Enel. Alla fase finale del concorso hanno partecipato più di 120.000 alunni; in piena ottica di

integrazione e multiculturalità, inoltre, sono stati realizzati 61 gemellaggi fra le scuole di cinque diversi Paesi.
Sempre nell'ambito dei progetti dedicati alle giovani generazioni continua anche *We are Energy*, la competizione che coinvolge i figli dei dipendenti Enel. La sesta edizione, dal titolo "*Planet calls to action*", ha coinvolto i ragazzi di 18 Paesi sul tema dell'ambiente e della sostenibilità, stimolandoli a riflettere – anche attraverso la *community* internazionale sul *web* – e proporre le proprie idee per salvare il Pianeta.

Nel 2010 si è tenuta la seconda edizione di "Incredibile Enel" in Italia. Il villaggio itinerante dedicato al mondo dell'energia ha continuato il suo giro d'Italia coinvolgendo dieci città per un totale di quasi 85.000 visitatori. In uno spazio di 800 metri quadrati l'energia è stata raccontata in modo nuovo, attraverso *exhibit* interattivi, giochi, laboratori, esperimenti scientifici, eventi, conferenze, dibattiti e anche un *musical* sull'energia.
In Italia, rientrano nel campo della formazione le collaborazioni con l'Osservatorio Permanente Giovani Editori e le Università IULM, Tor Vergata, LUISS nell'organizzazione di *master*, lezioni in aula, programmi di ricerca, eventi *ad*

hoc e attività di *recruiting*. Sempre nell'ambito della preparazione universitaria, nel 2010 Enel ha lanciato il finanziamento di alcune borse di studio e premi di laurea – in collaborazione con cinque atenei italiani – per gli studenti dei corsi in ingegneria nucleare o energetica, a sostegno della formazione dei futuri tecnici specializzati previsti dal programma italiano di ritorno al nucleare.
La promozione del dialogo e del confronto scientifico continua a essere al centro delle attività sostenute dall'Azienda con "Orienta", ciclo di incontri per riflettere su alcuni nodi strategici del contesto internazionale e con "Oxygen", la rivista di divulgazione scientifica di Enel sui temi dell'ambiente, dell'energia e dell'innovazione. Anche nel 2010 la pubblicazione ha tenuto fede alla sua missione di trattare "la scienza per tutti", con un approccio multidisciplinare che va dagli aspetti più quotidiani della realtà alle frontiere più avanzate della ricerca.
L'impegno verso l'arte moderna come strumento per comprendere la realtà in cui viviamo si rinnova con "Enel Contemporanea", il progetto di arte pubblica che, per la sua quarta edizione, ha scelto la formula innovativa dell'*award*: nel 2010, infatti, una prestigiosa giuria ha scelto il progetto vincitore tra quelli di sette artisti internazionali.

Sustainability Day

Condividere e promuovere una cultura della responsabilità, per supportare la creazione di nuove idee e la definizione delle migliori pratiche nel campo della sostenibilità a livello globale: è questo l'obiettivo del *Sustainability Day*, progettato e realizzato da Enel, la cui prima edizione si è tenuta a Roma l'8 febbraio 2010, una vera e propria giornata internazionale sui temi della sostenibilità economica, sociale e ambientale.
Le aziende di tutto il mondo riconoscono, infatti, alla sostenibilità un ruolo centrale nella strategia a lungo termine ed è sempre più diffusa la consapevolezza di come l'attenzione alle pratiche di sostenibilità ambientale, sociale e di *governance* favorisca le prospettive di un'impresa al pari di una buona gestione finanziaria. Da queste considerazioni è nata l'esigenza di un evento annuale e di un sito dedicato al confronto tra alcuni dei massimi esperti della responsabilità d'impresa a livello internazionale, rappresentativi di diverse categorie di *stakeholder*, dalle

aziende alle ONG, dai fondi etici alle istituzioni, per avviare una riflessione congiunta sulle modalità di integrazione della sostenibilità nel *business*: di qui il sottotitolo del progetto, *Business as Unusual*.

Strategia climatica e ambiente

Climate Change

Enel riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico e ha da tempo avviato interventi per ridurre le emissioni di gas serra in tutti i Paesi nei quali opera.
Il rispetto degli obblighi imposti dal sistema europeo di *Emission Trading* (EU ETS) è una delle principali priorità dell'Azienda. L'impegno di Enel è guidato da una visione di lungo termine. In tale ambito, l'Amministratore Delegato del Gruppo ha sottoscritto l'iniziativa di Eurelectric, che impegna 60 aziende a trasformare entro il 2050 il settore elettrico europeo in un'industria "neutra" dal punto

di vista delle emissioni di CO_2. L'impegno è ambizioso e richiede non solo un forte incremento della produzione di energia elettrica con tecnologie a "emissione zero" (rinnovabili e nucleare), ma anche una maggiore efficienza, lo sviluppo di nuove tecnologie e il ricorso al mercato dei diritti di emissione.

Enel sta pertanto lavorando su un'ampia gamma di opzioni che riguardano le diverse aree di attività dell'Azienda, in un'ottica sia di breve sia di lungo termine. La strategia si fonda su cinque punti:

> **impiego delle migliori tecnologie esistenti**: l'entrata in esercizio di nuovi impianti ad alta efficienza e basse emissioni riduce il *footprint* del parco di generazione termoelettrico;

> **sviluppo di fonti a emissioni zero**: rinnovabili e nucleare assumono un ruolo sempre più significativo nel *mix* di generazione;

> **efficienza energetica**: i programmi riguardano sia le reti, in particolare attraverso lo sviluppo delle *smart grid*, sia i clienti finali, per stimolare un cambiamento dei modelli di consumo anche attraverso servizi post-contatore e attività di promozione del trasporto elettrico;

> **ricerca e innovazione**: un crescente impegno su tecnologie innovative del solare, cattura e sequestro della CO_2, reti intelligenti, mobilità elettrica;

> **riduzione delle emissioni con progetti nei Paesi dell'Europa dell'Est e in via di sviluppo**, anche sfruttando i meccanismi flessibili introdotti dal Protocollo di Kyoto (*Clean Development Mechanism* e *Joint Implementation*), nei quali il Gruppo è *leader* mondiale.

In particolare, per quest'ultimo scopo è stata creata nel 2010 una nuova unità organizzativa, che integra le competenze di Enel ed Endesa e impiega oltre 40 persone in sei Paesi. L'unità coordina le strategie di rispetto degli obblighi ETS per il Gruppo e gestisce e sviluppa il portafoglio dei crediti di CO_2 in tutti i mercati rilevanti.

In prospettiva, Enel continuerà a ridurre le proprie emissioni e, nel breve termine, a compensarle parzialmente con crediti internazionali. A più lungo termine prevede riduzioni delle emissioni ancora più significative, quando, presumibilmente a partire dal 2025, capacità produttiva a zero emissioni sarà disponibile su più ampia scala.

Un simile sviluppo di lungo termine richiede un quadro regolatorio che fornisca segnali stabili in grado di indirizzare investimenti importanti e crescenti verso tecnologie a basse emissioni. A tale scopo, Enel è impegnata a fornire il proprio contributo ai tavoli di definizione delle politiche internazionali e nazionali per la lotta ai cambiamenti climatici, affinché siano individuate le soluzioni più idonee.

Nucleare

Il compito dell'industria energetica è quello di garantire forniture sicure, economiche e sostenibili, ricorrendo a tutte le migliori tecnologie a disposizione e investendo nella ricerca e nell'innovazione, per rendere più efficienti quelle esistenti e metterne a disposizione di nuove. Sono proprio questi gli elementi alla base del rinnovato interesse di Enel, a livello sia internazionale sia nazionale, per la generazione da fonte nucleare. Più precisamente, le motivazioni alla base del suo rilancio derivano da ragioni strategiche di indipendenza energetica e di lotta all'inquinamento e ai cambiamenti climatici.

Inoltre, ragioni economiche relative alla volatilità dei costi delle fonti fossili tradizionali legate al prezzo del petrolio, come per esempio il gas, oltre che all'instabilità politica dei principali Paesi fornitori di petrolio e gas naturale, suggeriscono per l'Europa la necessità di avere un *mix* energetico più bilanciato e sostenibile.

L'ottica di lungo termine di Enel in campo nucleare trova nel 2010 chiara espressione nell'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della "*Nuclear Policy*", pubblicata sul sito aziendale. In tutti i suoi investimenti nucleari, il Gruppo Enel si impegna pubblicamente in qualità di *shareholder* a garantire che gli impianti siano gestiti con la priorità primaria della sicurezza nucleare e della protezione dei lavoratori, del pubblico e dell'ambiente, incoraggiando l'eccellenza in tutte le attività, andando oltre la sola conformità alle leggi e adottando i princípi di miglioramento continuo e di *risk management*. Enel garantirà che anche gli impianti nucleari, ove la sua partecipazione fosse di minoranza, adotteranno tale *policy* di sicurezza nucleare, ritirandosi da tali investimenti in caso di mancata adozione.

Di seguito è inserito il testo della *policy* nucleare di Gruppo: "Nell'ambito dei suoi investimenti nelle tecnologie nucleari, Enel si impegna pubblicamente, in veste di azionista, a garantire che nei propri impianti nucleari sia adottata una chiara politica di sicurezza nucleare e che tali impianti siano gestiti secondo criteri in grado di assicurare assoluta priorità alla sicurezza e alla protezione dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente. La politica

di Enel in materia di sicurezza nucleare promuove l'eccellenza in tutte le attività dell'impianto, secondo una logica che intende andare oltre la semplice conformità alle leggi e normative applicabili in materia e assicurare l'adozione di approcci manageriali che incorporino i princípi del miglioramento continuo e della gestione dei rischi in sicurezza. Enel farà tutto ciò che è in suo potere, in qualità di azionista, per assicurare che anche gli operatori degli impianti nucleari, nei quali Enel detenga una partecipazione di minoranza, adottino, e rendano pubbliche, politiche in grado di garantire i migliori *standard* per quanto concerne la sicurezza nucleare, la gestione dei residui radioattivi, la protezione degli impianti e la tutela dei lavoratori, della popolazione e dell'ambiente. Enel si impegna a fornire risorse adeguate per l'attuazione delle suddette politiche di sicurezza. Enel si impegna inoltre a sostenere la politica di cooperazione in tema di sicurezza nucleare di tutti gli operatori del settore nel mondo".

Enel è coinvolta in attività legate alla produzione di energia elettrica da fonte nucleare in Slovacchia, in Spagna e alla costruzione in Francia della centrale di terza generazione a Flamanville; in tali Paesi, l'esercizio degli impianti nucleari segue ed è in linea con le *best practice* internazionali del settore. I processi definiti nelle linee guida di INPO (*Institute of Nuclear Power Operations*), WANO (*World Association of Nuclear Operators*), EPRI (*Electric Power Research Institute*) e IAEA (*International Atomic Energy Agency*), costituiscono il comune fondamento usato da tutte le società di esercizio nucleare nel Gruppo Enel.

Il 2010 è stato un anno ricco di importanti risultati per il progetto di completamento delle unità 3 e 4 dell'impianto di Mochovce, in Slovacchia. Nella prima parte dell'anno sono stati firmati gli ultimi grandi contratti che sostanzialmente completano il piano di committenza dell'impianto. Per quanto riguarda il cantiere di Flamanville 3, in Francia, nel corso del 2010 le opere civili sono avanzate in modo significativo.

Per quanto riguarda il progetto nucleare italiano, nel corso del 2010 sono stati compiuti diversi passi avanti nelle attività di sviluppo prevalentemente su due fronti, indispensabili per dare una base solida e sostenibile ai nuovi investimenti nucleari: il quadro regolatorio e la qualificazione dei fornitori.

L'industria italiana mostra eccellenze nella progettazione, fabbricazione e installazione di sistemi e componenti nucleari. Enel ha avviato in tutta Italia una *market survey* con l'obiettivo di mappare il *know-how* e le competenze in materia nucleare presenti sul territorio nazionale.

Enel crede, infatti, in un sistema Paese forte e competitivo basato sul consolidamento, il recupero e lo sviluppo di competenze specifiche per il nucleare. Al fine di massimizzare l'opportunità del coinvolgimento dell'industria nazionale per il progetto nucleare Italia, Enel, nell'ambito di Confindustria, ha proposto un processo di sviluppo di competenze che vede già nel 2011 l'inizio del processo con l'avvio della qualificazione delle imprese per i comparti specifici del nucleare.

Nell'ambito della comunità nucleare internazionale, Enel svolge un ruolo attivo ed è membro sia del WANO *Moscow Centre* sia, in doppia rappresentanza, del WANO *Paris Centre* attraverso Endesa-ANAV ed Enel SpA. Enel sponsorizza attivamente seminari e conferenze sull'energia nucleare e la radioprotezione (per esempio, *International Occupational Health Association*, Roma, settembre 2010) e varie iniziative educative sul nucleare a livello nazionale ed europeo (in particolare, in Spagna e Slovacchia).

Water scarcity

Enel è consapevole che la gestione efficiente delle risorse idriche è di centrale importanza per la salvaguardia della biodiversità e lo sviluppo e il benessere della società. Al fine di evitare potenziali situazioni di stress idrico dovute a consumi elevati rispetto ai flussi naturali localmente disponibili, Enel ha adottato una strategia basata su un approccio progressivo:

- **mappatura** dei siti di produzione ricadenti in aree di *water scarcity*, confrontando il valore medio locale delle risorse idriche rinnovabili per persona con il riferimento fissato dalla FAO, anche con l'ausilio di *software* specifici come quello sviluppato dal *World Business Council for Sustainable Development*;
- **individuazione** dei siti di produzione "critici", ossia con approvvigionamento idrico da acque dolci;
- **gestione** più efficiente attraverso eventuali modifiche di impianto o di processo tese anche a massimizzare l'approvvigionamento da reflui e da acqua di mare;
- **monitoraggio** dei dati climatici di ciascun sito.

Rinnovabili

Negli ultimi anni, a seguito della sempre maggiore domanda di energia a livello mondiale e della forte volatilità

dei prezzi del petrolio, l'attenzione verso l'ambiente e la spinta verso forme di energia ecologicamente sostenibili si sono fatte sempre più forti a livello globale. In questo contesto, le fonti rinnovabili sono un fattore chiave che ha vissuto una crescita senza precedenti grazie all'avanzamento tecnologico e al forte sostegno politico. L'Italia, da questo punto di vista, è un Paese ricco di risorse e storia industriale; in particolare, l'idroelettrico ha rivestito storicamente, e riveste ancora oggi, un ruolo di primo piano.

Enel Green Power (EGP) è la società del Gruppo Enel dedicata allo sviluppo e alla gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale. Nel 2010 EGP ha vinto una sfida contro una congiuntura economica e finanziaria sfavorevole e il 4 novembre è approdata con successo in Borsa. Negli stessi mesi in cui si preparava il terreno alla quotazione di EGP sulle piazze di Milano e spagnole, l'industria delle rinnovabili ha continuato a crescere a tassi elevati. Il volano della *green economy* ha dunque continuato a costituire un importante contributo alla ripresa, ma in un contesto sostanzialmente diverso rispetto a quello degli anni precedenti, per cui l'industria delle rinnovabili ha dovuto fare i conti con quadri politici e regolatori in rapida evoluzione.

L'utilizzo dell'intera gamma delle tecnologie disponibili (idroelettrico, eolico, solare, geotermia e biomasse) consente a Enel di non dipendere dalle *performance* di un'unica fonte. La diversificazione geografica è un altro aspetto di forza. La presenza in aree e mercati diversi – tra Europa, Nord America e America Latina – che rispondono a velocità e logiche di sviluppo differenziate, consente di mediare tra andamenti di crescita economica e orientamenti politico-regolatori divergenti, riducendo il rischio di immobilizzazione degli investimenti.

Sul solare è ormai realizzata una strategia di presidio dell'intera catena del valore. Enel.Si, attiva con oltre 500 *franchisee* sul territorio italiano, eroga e garantisce i servizi alla clientela *retail* per la generazione distribuita da rinnovabili e l'efficienza energetica.

L'impegno di Enel verso l'ambiente e le generazioni future, unito alla consapevolezza della propria responsabilità economica e sociale, potranno contribuire a un futuro in cui la riduzione delle emissioni migliorerà la qualità della vita delle persone fornendo un'energia sostenibile, economica e sicura.

Biodiversità

La conservazione della biodiversità, costituendo uno degli obiettivi strategici della propria politica ambientale, è ormai una pratica consolidata per Enel. Nella generalità dei casi azioni per la tutela sono svolte dal Gruppo su base volontaria (adozione di sistemi di gestione ISO 14001 o EMAS) anche se talvolta le norme nazionali dei vari Paesi influenzano le strategie, le azioni e i piani specifici di intervento.

Il 2010 è l'anno che la UE ha dedicato alla biodiversità e, dal 1° al 4 giugno, si è tenuta a Bruxelles la Settimana dell'Ambiente organizzata dalla Direzione Generale Ambiente della Commissione Europea: il più grande evento annuale europeo sulla politica ambientale, cui anche il Gruppo Enel ha partecipato, unica azienda del settore energetico, portando la propria esperienza nell'ambito della salvaguardia della biodiversità.

Le attività realizzate riguardano gli impianti e le rispettive aree d'influenza e consistono in interventi preventivi e correttivi, progetti e studi di natura socio-ambientale e progetti di ricerca applicata per lo sviluppo sostenibile.

Il Gruppo promuove una serie di progetti in Italia e all'estero, con l'obiettivo di sostenere la salvaguardia degli ecosistemi e degli *habitat* naturali dei diversi territori in cui è presente non solo come operatore industriale, ma anche come protagonista attivo della vita sociale, culturale e ambientale, contribuendo a una riduzione del tasso di perdita della biodiversità.

In tutti i Paesi in cui opera, il Gruppo gestisce siti e strutture ubicate all'interno o in prossimità di aree protette (parchi nazionali, siti di importanza comunitaria ecc.). Dal punto di vista della gestione di questo aspetto ambientale, Enel svolge preventivamente studi d'impatto con una valutazione sistematica degli effetti sulla biodiversità, che consentono di attuare soluzioni compensative o migliorative dell'ambiente originario. Negli impianti eolici viene sempre tenuta in considerazione la salvaguardia dei flussi migratori dell'avifauna nella localizzazione dei siti idonei. Nella realizzazione delle reti elettriche vengono svolti studi per individuare le migliori soluzioni strutturali, di materiali, componenti e geometria dei sostegni e dei conduttori. La scelta dei percorsi delle linee e il superamento in altezza della vegetazione consente di limitare tagli di piante, l'adozione di cavi isolati evita il rischio di elettrocuzione dell'avifauna, per l'alta tensione l'adozione di elementi per la segnalazione visiva dei conduttori consente di limitare eventi di collisione e il rischio di elettrocuzione dell'avifauna.

L'impegno sulla biodiversità si realizza anche nell'attenzione verso la salvaguardia delle specie presenti nella "*Red List*" dell'*International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* (IUCN).

Ricerca e sviluppo

Nel 2010 il Gruppo Enel ha svolto attività per lo sviluppo e la dimostrazione di tecnologie innovative per un valore di circa 87 milioni di euro, nei campi della generazione fossile (con *focus* su cattura e sequestro della CO_2, idrogeno, abbattimento delle emissioni e aumento dell'efficienza negli impianti di produzione), delle fonti rinnovabili (con *focus* su solare fotovoltaico e termodinamico, geotermia, eolico e biomasse), dell'efficienza energetica, delle *smart grid*, della generazione distribuita e della mobilità elettrica.

Le attività di ricerca e sviluppo sono inquadrate nell'ambito del Piano per l'Innovazione Tecnologica (circa 700 milioni di euro per il periodo 2010-2014), sviluppato in forma integrata con Endesa, con la quale sono state condivise le priorità e integrati i progetti di ricerca e sviluppo, evitando duplicazioni di attività e garantendo lo scambio di esperienze e *know-how* sui progetti di comune interesse mediante gruppi di lavoro dedicati. Di seguito si descrivono le principali attività e i risultati di maggior rilievo raggiunti.

Generazione termoelettrica a zero emissioni - Cattura e sequestro della CO_2 (CCS)

Le fonti energetiche tradizionali (come il carbone o il gas naturale) continueranno nei prossimi decenni ad avere un ruolo fondamentale nel soddisfare la crescente domanda globale di energia elettrica. È dunque necessario far sì che queste tecnologie di generazione siano sempre maggiormente compatibili con le esigenze ambientali. L'applicazione delle migliori tecnologie disponibili consente già di ridurre le emissioni inquinanti (anidride solforosa, ossidi di azoto, polveri) ben al di sotto dei limiti di legge. Per quello che riguarda la riduzione di emissioni di anidride carbonica, che non rappresenta un inquinante ma contribuisce all'aumento della concentrazione dei gas serra in atmosfera, resta invece necessario compiere ulteriori sforzi: la cattura e il sequestro dell'anidride carbonica (CCS - *Carbon Capture and Storage*) è la tecnologia chiave per generare energia senza emissioni di CO_2 da fonti come il carbone, un combustibile necessario per garantire un *mix* di generazione equilibrato. La tecnologia CCS non ha però ancora raggiunto la maturità commerciale: occorre quindi concentrare gli sforzi sulla dimostrazione su scala industriale delle tecnologie CCS oggi disponibili (come la post-combustione, la gassificazione del carbone o la combustione in ossigeno) e sul miglioramento delle loro prestazioni (in termini, per esempio, di impatto sul rendimento energetico).

Enel è tra le imprese capofila nello studio e nella dimostrazione delle tecnologie per la CCS, con attività sulla cattura della CO_2 dai fumi delle centrali a carbone (cattura post-combustione), sulle tecnologie di combustione innovativa in ossigeno e di gassificazione dei combustibili fossili (cattura pre-combustione) e sulle soluzioni per lo stoccaggio della CO_2.

Cattura post-combustione e sequestro della CO_2

Il Gruppo Enel è impegnato con diversi progetti nel campo della post-combustione e del sequestro geologico, il più ampio dei quali comprende un impianto pilota di cattura a Brindisi e successivamente un impianto dimostrativo con cattura, trasporto e sequestro a Porto Tolle (Rovigo), per il quale Enel ha già ottenuto a fine 2009 un finanziamento di 100 milioni di euro nell'ambito dell'*European Energy Plan for Recovery*, e ha inviato la precandidatura al Governo italiano con l'obiettivo di accedere a ulteriori finanziamenti nell'ambito dell'iniziativa comunitaria nota come NER 300 [(1)]. Nel 2010 è stata completata la costruzione dell'impianto pilota di cattura di CO_2 integrato presso la centrale Federico II di Brindisi, eseguito il *commissioning* e avviata la sperimentazione di cattura con ammine. Questo impianto pilota, uno dei primi della sua taglia in Europa e nel mondo, consente di trattare 10.000 Nm^3/h di fumi per separare circa 8.000 t/a di CO_2 e permetterà di ottimizzare il processo di cattura, rafforzando il *know-how* di Enel in vista della realizzazione dell'impianto dimostrativo su scala industriale (circa 250 MWe equivalenti) di Porto Tolle.

Presso la centrale di Compostilla, in Spagna, è stato attivato un impianto pilota da 300 kWt per la cattura post-combustione con ammine, dove sono svolte attività sinergiche con l'impianto di Brindisi.

Alla centrale di La Pereda, presso Mieres, nelle Asturie, sono in corso lo sviluppo e la realizzazione di un impianto per la sperimentazione della tecnologia *Calcium Carbonate Looping* da 1,5 MWt, il cui avvio in servizio è previsto nel primo semestre del 2011.

Per quello che riguarda lo stoccaggio, sono state completate la caratterizzazione e la selezione preliminare delle aree idonee per realizzare il sito di stoccaggio geologico permanente della CO_2 catturata dall'impianto dimostrativo di Porto Tolle.

Enel è attiva anche nella cattura biologica della CO_2 attraverso alghe e nella valorizzazione nel concetto di bioraffineria; un impianto pilota con 500 metri quadrati di foto-bioreattori è stato già costruito presso la centrale a carbone di Litoral Almeria, in Andalusia. Parallelamente, sono in corso a Brindisi le attività di sperimentazione, su scala pilota, di coltivazione algale finalizzata alla cattura biologica della CO_2.

Combustione in ossigeno

Il filone della CCS con combustione in ossigeno a pressione atmosferica è sviluppato principalmente da Endesa con il progetto dimostrativo di Compostilla, realizzato in

(1) L'iniziativa «NER 300», prevista dalla direttiva 2003/87/CE, destina 300 milioni di quote CO_2, prelevate dalla "riserva nuovi entranti" del periodo 2013 - 2020, al finanziamento di progetti nel campo della cattura e stoccaggio della CO_2 e delle tecnologie innovative nel campo delle fonti rinnovabili, selezionati sulla base di un apposito bando di gara, tra le iniziative individuate dagli Stati Membri dell'Unione Europea.

collaborazione con CIUDEN (*Fundación Ciudad de la Energía*) e Foster Wheeler, anch'esso selezionato e beneficiario di finanziamenti europei nell'ambito dell'*European Energy Plan for Recovery* dell'Unione Europea per 180 milioni di euro.
La conclusione della realizzazione dell'impianto pilota da 30 MWt, attualmente in corso, è prevista per la seconda metà del 2011. Sono inoltre iniziate le ricerche geologiche per la caratterizzazione delle due aree (in Castilla e Aragona) candidate per lo stoccaggio geologico della CO_2.
Sempre nell'ambito della combustione in ossigeno, l'impegno di Enel in Italia è invece finalizzato a valutare sistemi innovativi di combustione in ossigeno in pressione.

Cattura pre-combustione

Nell'ambito della cattura pre-combustione, basata sull'uso di tecnologie di gassificazione dei combustibili fossili, Enel ha concentrato la propria attività sui sistemi per la generazione di elettricità da idrogeno, prodotto del processo di separazione. Nel corso del 2010 è proseguita l'attività sperimentale sull'impianto alimentato a idrogeno di Fusina (Venezia). L'impianto da 16 MWe è stato inaugurato a luglio ed è la prima centrale turbogas al mondo alimentata a idrogeno puro.
Il tema della gassificazione del carbone viene sviluppato a livello di Gruppo anche attraverso la partecipazione congiunta di Endesa e di Enel all'impianto Elcogas di Puertollano, in Spagna.

Aumento dell'efficienza negli impianti a carbone

L'aumento di efficienza degli impianti a carbone è cruciale sia nel miglioramento delle *performance* ambientali sia come fattore abilitante per lo sviluppo delle tecnologie per la cattura e il sequestro della CO_2.
Nel corso del 2010 Enel ha confermato il forte impegno e la *leadership* in un consorzio europeo per lo studio di componenti ottimizzati per impianti a carbone ad alta efficienza: in pochi anni lo sviluppo di tecnologie e materiali capaci di raggiungere temperature di esercizio fino a 700 °C permetterà di realizzare impianti con un'efficienza superiore al 50%.
Nel corso del 2010 Enel ha finalizzato la propria candidatura nell'ambito di un programma di ricerca coordinato da VGB PowerTech per la realizzazione presso la centrale Enel di Fusina (Venezia) di un impianto pilota per il *test* di materiali innovativi a 700 °C (leghe di nichel); al progetto partecipano le più importanti *utility* europee e i principali costruttori.

Contenimento delle emissioni

Proseguono le attività relative allo sviluppo di tecnologie per il controllo delle emissioni inquinanti, per le quali Enel vanta una lunga esperienza.

> Mercurio: sono proseguite le prove di ossidazione su catalizzatori SCR nell'impianto pilota a La Spezia ed è stata conclusa la sperimentazione di laboratorio sull'ossidazione catalitica del mercurio a bassa temperatura. Inoltre, è in corso una sperimentazione in laboratorio sull'adsorbimento del mercurio in un sistema di desolforazione.
> Polveri: è stata ultimata la messa a punto di un metodo integrato per la valutazione del contributo delle centrali a carbone alla concentrazione atmosferica di polveri nelle aree limitrofe.
> Acido cloridrico: è stata completata con successo la qualifica del processo di abbattimento dell'acido cloridrico presente nei vapori surriscaldati utilizzati negli impianti geotermici, mediante iniezione "a secco" di bicarbonato di sodio.
> Ammoniaca: è stata effettuata un'analisi di processo per ridurre le emissioni di ammoniaca derivanti dall'esercizio di impianti geotermici.

Endesa ha in corso programmi per l'aumento dell'efficienza ambientale delle centrali convenzionali. Essi riguardano l'ottimizzazione del rendimento (programma CFB500), lo sviluppo di nuovi substrati adsorbenti a base di ammine per la cattura della CO_2 dai fumi (Novare CO_2SOLSORB) e di sistemi di filtraggio ibridi con plasma (Novare Plasmacol), nonché il monitoraggio continuo delle emissioni di metalli pesanti, in particolare di mercurio.

Generazione da fonti rinnovabili

La crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è un elemento essenziale delle strategie di sviluppo sostenibile del settore energetico. Alcune forme di generazione da fonte rinnovabile (come per esempio il fotovoltaico) hanno già raggiunto un buono stadio di maturità tecnologica, ma sono caratterizzate da costi troppo alti ed efficienze troppo basse perché possano essere efficacemente sfruttate su larga scala in un contesto di riduzione degli incentivi economici; altre, invece, sono ancora in fase di sviluppo. La ricerca si sta concentrando quindi sia sul miglioramento delle tecnologie esistenti per abbassarne i costi e incrementarne l'efficienza, sia sullo sviluppo di nuovi *concept* di generazione.

Enel è impegnata su tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile: dal solare fotovoltaico (caratterizzazione delle prestazioni dei sistemi commerciali e innovativi in ambiente reale e monitoraggio delle prestazioni) al solare termodinamico (sviluppo di schemi impiantistici innovativi con *focus* su aumento di efficienza e riduzione dei costi), dall'eolico (previsione della produzione) alle biomasse, fino ad altre tecnologie come la geotermia innovativa, l'energia dal mare, lo sviluppo di sistemi di generazione distribuita a basso costo per la fornitura di elettricità e i sistemi di accumulo in località remote.

Di seguito si illustrano le principali attività e i principali risultati ottenuti nel 2010.

Solare termodinamico

È stata completata la costruzione e avviato il *commissioning* sperimentale dell'impianto "Archimede", inaugurato nel mese di luglio. I 5 MW dell'innovativo impianto solare termodinamico a collettori parabolici lineari, basati su tecnologia ENEA, sono accoppiati all'esistente centrale a ciclo combinato di Priolo Gargallo (Siracusa). Con questa tecnologia all'avanguardia, che sfrutta sali fusi come vettore termico (si tratta del primo impianto dimostrativo di questo tipo al mondo), è possibile ottenere un'efficienza più elevata rispetto ad altri impianti basati su tecnologie differenti (come quelli a olio diatermico), garantendo quindi

una maggiore producibilità: i sali fusi, infatti, possono raggiungere temperature fino a 550 °C. Questa tecnologia consente inoltre l'accumulo di energia termica che può essere usata per produrre elettricità anche di notte o in condizioni di cielo coperto; in parallelo è stato avviato uno studio di fattibilità per lo sviluppo di un sistema basato sui risultati del progetto Archimede con *focus* sulla riduzione del costo di produzione.
In Spagna, Endesa ha sviluppato attività sperimentali, nell'ambito della generazione diretta di vapore (progetto GDV 500, realizzato a Carboneras), per testare le componenti chiavi di impianto. Nel corso del 2010 sono iniziati il *test* del prototipo e le prove dei sistemi di accumulo di energia su solidi (cemento) e su PCM (*Phase Change Materials*).

Fotovoltaico innovativo

È stata completata la realizzazione e avviata la procedura di accreditamento del laboratorio solare di Catania che, con attrezzature avanzate, consente la caratterizzazione e la verifica delle prestazioni di sistemi fotovoltaici innovativi e lo sviluppo di nuove soluzioni con maggiori rendimenti di conversione e costi contenuti. Sono state completate le prove di caratterizzazione e comparazione di numerosi sistemi commerciali e innovativi. È stata inoltre avviata la collaborazione, nell'ambito della *joint venture* tra Enel Green Power, STMicroelectronics e SHARP, per lo sviluppo di un programma di ricerca e sperimentazione congiunto.

Geotermia innovativa

Enel è impegnata nello studio di un ciclo organico supercritico a elevate prestazioni che permetterà di realizzare impianti geotermici a più alta efficienza in presenza di fonte geotermica a bassa entalpia. Sono in corso, presso l'Area Sperimentale di Livorno, le attività per la costruzione di un circuito pilota prototipale da 500 kWe, realizzato in collaborazione con Turboden e con il Politecnico di Milano.

Biomasse e combustibile da rifiuti

Enel è impegnata nell'utilizzo di biomasse e combustibile da rifiuti (CdR) in co-combustione nelle centrali a carbone. In particolare, in Italia la biomassa è utilizzata in co-combustione nell'impianto a letto fluido di Sulcis ed è stato condotto il monitoraggio delle unità 3 e 4 della centrale di Fusina (Venezia) alimentata, in co-combustione, con biomasse (CdR) e carbone (5% CdR - 95% carbone); questa attività, condotta all'interno di un progetto europeo coordinato da Enel, consente di studiare il comportamento di una centrale "tradizionale" quando viene alimentata con combustibili da biomasse per la produzione di energia rinnovabile.

Eolico

È stata completata la raccolta dei dati di esercizio dei parchi eolici di Enel Green Power in Italia ed è stato sviluppato un sistema di previsione a breve termine della produzione, applicato a tutti gli impianti eolici italiani per prevedere quando e quanta energia elettrica verrà prodotta per facilitare la gestione dei flussi di energia immessi nella rete elettrica. È stata inoltre conclusa la realizzazione della stazione di prova di Molinetto (Pisa) dove saranno caratterizzati generatori eolici di piccola taglia dedicati alla produzione domestica distribuita: sono stati selezionati gli impianti da caratterizzare.

Energia dal mare

È stata conclusa nel 2010 la fase di analisi di pre-fattibilità e di selezione delle aree di maggior interesse. In Europa sono state individuate le aree geografiche potenzialmente più promettenti per lo sviluppo di questa tecnologia, mentre in Cile sono stati individuati i cinque migliori siti potenziali.

Accumulo energetico

Alcune fonti rinnovabili, come l'eolico e il solare fotovoltaico, sono per loro stessa natura intermittenti: per poter modulare in modo ottimale la potenza generata è possibile accoppiarle a sistemi di accumulo di energia. I sistemi di accumulo attualmente disponibili devono essere ottimizzati per aumentarne le prestazioni e diminuirne i costi, ed è necessario valutare nuove forme di accumulo elettrochimico o sistemi alternativi come l'accumulo con aria compressa. Occorre inoltre definire le strategie di utilizzo di tali insiemi per massimizzare i benefíci verso la rete elettrica.
Le attività di Enel sull'accumulo sono principalmente dedicate alla sperimentazione di sistemi di accumulo accoppiati con impianti a fonti rinnovabili e con la rete elettrica. A Livorno è stata completata la realizzazione di una *test facility* per la caratterizzazione di sistemi di accumulo su scala pilota ed è stata avviata la sperimentazione, mediante

l'utilizzo di un emulatore di generazione e carico, su tre tecnologie promettenti (Vanadio, Ioni di Litio, ZEBRA).
In Spagna, presso le isole Canarie, Endesa sta invece testando sul campo, nell'ambito del progetto STORE, diverse tecnologie di accumulo (batterie NaS Sodio Zolfo, batterie Zinco-Bromo).
I progetti italiano e spagnolo sono integrati e porteranno importanti risultati in merito alle potenzialità tecniche, alle modalità di installazione e di esercizio ottimali e alla redditività dei vari sistemi di accumulo.

Efficienza energetica e servizi post-contatore

Sono proseguite le attività nell'ambito del progetto Casa Enel, finalizzato allo sviluppo di servizi a valore aggiunto all'utente finale per la gestione efficiente delle utenze energetiche domestiche. In particolare, sono state completate le attività preliminari all'avvio di una fase pilota di offerta di servizi post-contatore ai clienti.
Interessanti spunti ed esperienze su questo fronte potranno venire dal progetto dimostrativo *Malaga Smartcity*, sviluppato in Spagna da Endesa con la partecipazione di Enel. Nel corso del 2010 sono proseguite le attività che hanno portato all'installazione di circa 2.500 "*smart meters*" e all'avvio di progetti di illuminazione pubblica basata sulla tecnologia LED.
Nell'ambito delle attività per lo sviluppo di soluzioni integrate sistemi di generazione - sistemi di accumulo - sistemi per la gestione della rete, è stato avviato il progetto Navicelli, che ha come obiettivo lo sviluppo e la sperimentazione di nuovi sistemi di gestione delle reti termiche ed elettriche di un distretto energetico di tipo terziario-industriale. Il progetto ha ottenuto un finanziamento da parte della Regione Toscana.

Smart grid

È proseguita l'attività di sviluppo delle reti attive (*smart grid*) nell'ambito del progetto europeo ADDRESS, di cui Enel Distribuzione è capofila e coordinatore, che prevede la definizione di un nuovo modello di infrastruttura con l'inclusione di nuovi sistemi di rete, in grado di gestire attivamente la generazione distribuita, sistemi di compensazione e carichi. In Spagna, le attività sulle *smart grid* previste per il progetto *Smartcity* sono iniziate a Malaga. La rete di PLC e l'automazione della rete di MT/BT sono già in esercizio.

Mobilità elettrica

Il programma Mobilità Elettrica prevede lo sviluppo di un modello integrato di mobilità che dia forte impulso alla diffusione dei veicoli elettrici sia in ambito privato sia nel settore *business* e che permetterà di aumentare l'efficienza degli usi finali dell'energia contribuendo in modo concreto alla riduzione delle emissioni in atmosfera. Nel 2010 è entrato nel vivo il progetto *e-mobility Italy*, frutto di una *partnership* con Daimler-Mercedes avviata nel 2008 e che nel 2009 ha concretizzato l'ideazione e la realizzazione di infrastrutture di ricarica intelligenti destinate a luoghi di parcheggio sia privati (*Home Station*) sia pubblici (*Public Station*).
Nel corso del 2010, nell'ambito di questo progetto che prevede la fornitura di 100 vetture Smart "*Electric Drive*" a clienti di Roma, Pisa e Milano e l'installazione di 400 infrastrutture di ricarica Enel nelle città campione, sono state consegnate le prime auto, resi operativi i primi sistemi di ricarica e attivate le offerte di energia e i servizi di ricarica sviluppate per i clienti.
Sono stati inoltre siglati accordi di collaborazione per lo sviluppo di analoghi progetti con altre case automobilistiche (Renault-Nissan, Piaggio, Citroen), avviando gli studi per una infrastruttura di ricarica dedicata al cliente flotte con innovativi servizi dedicati.

Sono stati siglati anche importanti accordi quadro per lo sviluppo di una mobilità sostenibile con Poste Italiane (con una prima sperimentazione in fase di avvio sulla città di Pisa) e la Regione Emilia Romagna (con il coinvolgimento delle città di Bologna, Rimini e Reggio Emilia, nelle quali verranno avviati progetti pilota). È stato infine avviato un progetto di ricerca sul *fast charging*.
Per quanto riguarda la mobilità elettrica in Spagna, Endesa partecipa attivamente al progetto governativo Movele e ha firmato accordi con diversi importanti produttori e distributori del settore *automotive* (Peugeot, Mitsubishi, Toyota, Piaggio, Bergé) per avviare collaborazioni preferenziali: in questo quadro i primi veicoli elettrici sono già stati testati presso la sede di Madrid.

Inoltre, è stata avviata con SGTE e Marubeni una collaborazione per lo sviluppo di sistemi di ricarica rapida, con un piano di ulteriore sviluppo previsto con diversi tipi di configurazione pilota in Spagna.

Nell'ambito delle iniziative per la mobilità sostenibile, il progetto Porti Verdi consiste nella definizione di una offerta integrata di servizi ai grandi porti italiani, interessati allo sviluppo di attività di elevato valore ambientale, al fine di ridurre le emissioni inquinanti e climalteranti causate dal traffico marittimo nelle aree portuali.
Nato dall'analisi delle esigenze di sviluppo e valorizzazione ambientale dell'intero sistema energetico portuale, il progetto propone un ventaglio di soluzioni tecnologicamente innovative e ambientalmente sostenibili per la realizzazione di un porto a basse emissioni atmosferiche, quali l'alimentazione elettrica delle navi ("*cold ironing*"), la mobilità elettrica per il trasporto di persone e merci, l'illuminazione artistica a elevata efficienza, impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, offerte di energia abbinate all'aumento dell'efficienza energetica degli edifici portuali.
In particolare, nell'ambito di uno specifico accordo siglato da Enel con l'Autorità portuale di Civitavecchia, è stato elaborato dall'area di *business* Sviluppo e Realizzazione Impianti della Divisione Ingegneria e Innovazione un progetto di elettrificazione di una banchina del Porto di Civitavecchia ("*cold ironing*"), per l'alimentazione elettrica delle navi da crociera in ambito portuale.
Nel corso del 2010, nell'ambito del progetto Porti Verdi, sono stati inoltre firmati due nuovi accordi con le Autorità portuali di La Spezia e di Venezia e un accordo Enel-Endesa con l'Autorità portuale di Barcellona.

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).
I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.
In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Energetici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della Rete Elettrica Nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB; essa sostituisce, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 39 al presente Bilancio consolidato.

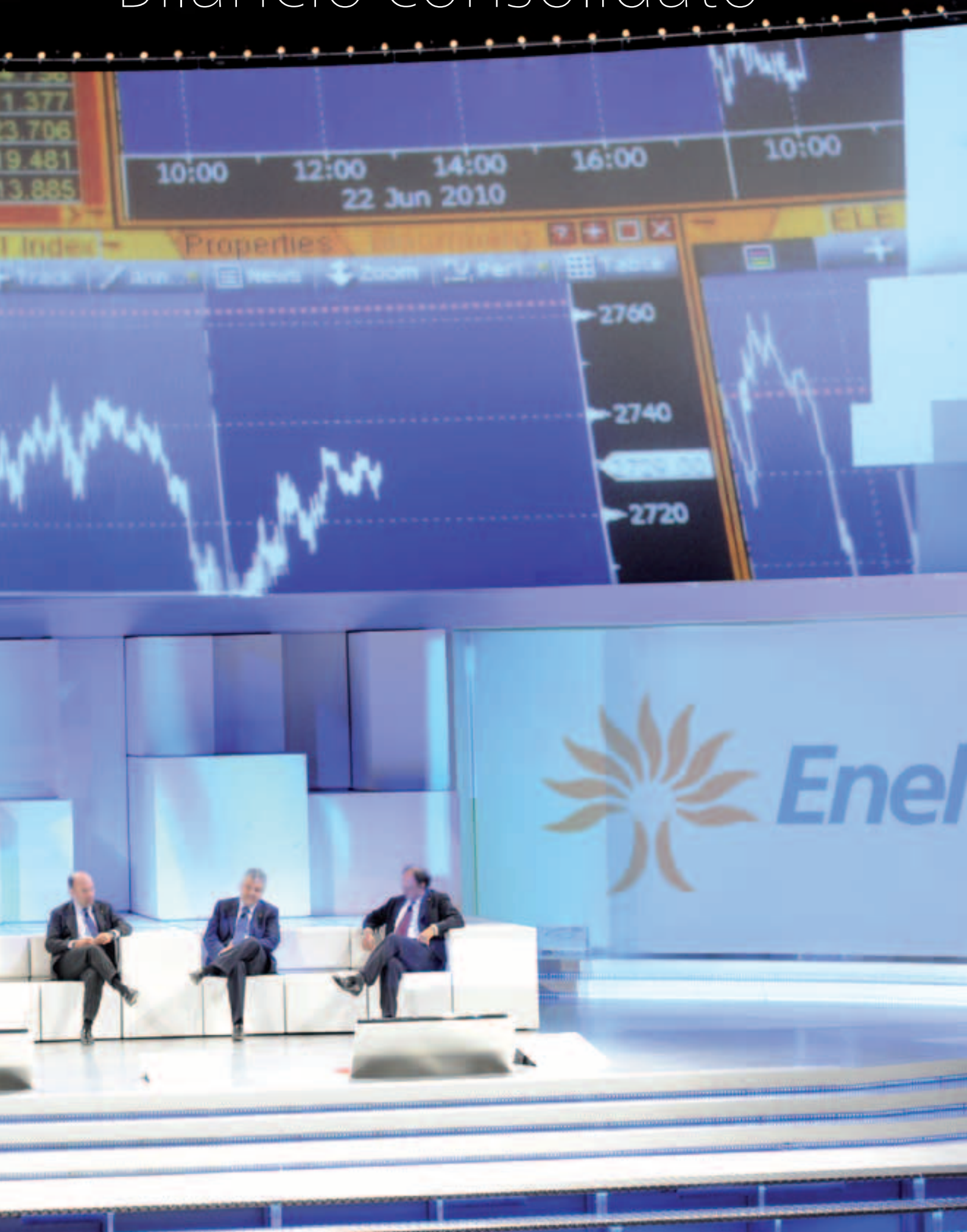
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

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

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2010		al 31.12.2009 *restated*	
Valori civilistici di Enel SpA	3.117	24.516	3.460	23.722
- Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	17	(77.149)	(37)	(74.242)
- Patrimonio netto e risultato di esercizio (determinati in base a princípi omogenei) delle imprese e Gruppi consolidati e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto, al netto delle quote di competenza degli azionisti terzi	6.864	74.666	12.606	66.846
- Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(426)	15.593	(484)	16.779
- Dividendi infragruppo	(4.406)	-	(9.325)	-
- Eliminazione degli utili complessivi infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(776)	235	(634)	163
TOTALE GRUPPO	4.390	37.861	5.586	33.268
TOTALE TERZI	1.283	15.684	1.004	12.665
BILANCIO CONSOLIDATO	**5.673**	**53.545**	**6.590**	**45.933**

BARC LN
ACA FP
SAN SQ
UCG IM
Properties
Survey Actual Prior
Inventories (JUN 18) -800K -- 1690K
Inventories (JUN 25) -- -- --
Crude Outlook (JUL) -- -- 82.50
Diesel Outlook (JUL) -- -- 3.11
Oil Outlook (JUL) -- -- 3.08

Bilancio consolidato



Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2010	di cui con parti correlate	2009 *restated*	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	8.a	71.943	*7.740*	62.498	*8.481*
Altri ricavi	8.b	1.434	*5*	1.864	*374*
	[*Subtotale*]	**73.377**	***7.745***	**64.362**	***8.855***
Costi					
Materie prime e materiali di consumo	9.a	36.457	*10.985*	32.638	*13.757*
Servizi	9.b	13.628	*1.928*	10.004	*625*
Costo del personale	9.c	4.907		4.908	
Ammortamenti e perdite di valore	9.d	6.222	*8*	5.339	
Altri costi operativi	9.e	2.950	*3*	2.298	*263*
Costi per lavori interni capitalizzati	9.f	(1.765)		(1.593)	
	[*Subtotale*]	**62.399**	***12.924***	**53.594**	***14.645***
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	10	**280**	***8***	**264**	***(25)***
Risultato operativo		**11.258**		**11.032**	
Proventi finanziari	11	2.576	*21*	3.593	*17*
Oneri finanziari	11	5.774		5.334	
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	14		54	
Risultato prima delle imposte		**8.074**		**9.345**	
Imposte	13	2.401		2.597	
Risultato delle *continuing operations*		**5.673**		**6.748**	
Risultato delle *discontinued operations* (1)	14	**-**		**(158)**	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**5.673**		**6.590**	
Quota di pertinenza di terzi		1.283		1.004	
Quota di pertinenza del Gruppo		4.390		5.586	
Risultato per azione (euro)		*0,47*		*0,59*	
Risultato diluito per azione (euro) (2)		*0,47*		*0,59*	
Risultato delle continuing operations *per azione*		*0,47*		*0,61*	
Risultato diluito delle continuing operations *per azione* (2)		*0,47*		*0,61*	
Risultato delle discontinued operations *per azione*		-		*(0,02)*	
Risultato diluito delle discontinued operations *per azione* (2)		-		*(0,02)*	

(1) Il risultato delle *discontinued operations* del 2009 è interamente di pertinenza del Gruppo.
(2) Calcolato sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio (tenuto conto per quanto riguarda il 2009 della data di godimento delle azioni emesse a seguito dell'aumento di capitale conclusosi il 9 luglio 2009), pari a 9.403.357.795 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle *stock option* in essere nell'esercizio (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note		
		2010	2009 *restated*
Risultato netto dell'esercizio		**5.673**	**6.590**
Altre componenti di Conto economico complessivo:			
- Quota efficace delle variazioni di *fair value* della copertura di flussi finanziari [1]		307	(882)
- Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		16	8
- Variazione di *fair value* degli investimenti finanziari destinati alla vendita		384	198
- Differenze di cambio [2]		2.323	1.288
- Provento netto da cessione quote azionarie senza perdita di controllo		796	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	28	**3.826**	**612**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		**9.499**	**7.202**
Quota di pertinenza:			
- del Gruppo		6.941	5.376
- di terzi		2.558	1.826

(1) Di cui oneri relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" pari a 6 milioni di euro nel 2010 (zero nel 2009).
(2) Di cui differenze di cambio positive relative al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" pari a 2 milioni di euro nel 2010 (zero nel 2009).

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note						
ATTIVITÀ		**al 31.12.2010**		al 31.12.2009 *restated*		al 1.1.2009 *restated*	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	15	78.094		76.587		60.005	
Investimenti immobiliari		299		295		462	
Attività immateriali	16	39.071		38.720		27.151	
Attività per imposte anticipate	17	6.017		6.238		5.881	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	18	1.033		1.029		397	
Attività finanziarie non correnti	19	4.701		9.024		4.355	
Altre attività non correnti	20	1.062		976		1.937	
	[*Totale*]	**130.277**		**132.869**		**100.188**	
Attività correnti							
Rimanenze	21	2.803		2.500		2.182	
Crediti commerciali	22	12.505	*1.065*	13.010	*1.491*	12.378	*2.045*
Crediti tributari	23	1.587		1.534		1.239	
Attività finanziarie correnti	24	11.922	*69*	4.186		3.255	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	25	5.164		4.170		5.106	
Altre attività correnti	26	2.176	*79*	3.490	*19*	3.478	
	[*Totale*]	**36.157**		**28.890**		**27.638**	
Attività possedute per la vendita	27	**1.618**		**572**		**5.251**	
TOTALE ATTIVITÀ		**168.052**		**162.331**		**133.077**	

Milioni di euro	Note						
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2010**		al 31.12.2009 *restated*		al 1.1.2009 *restated*	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo	28						
Capitale sociale		9.403		9.403		6.186	
Altre riserve		10.791		7.810		3.329	
Utili e perdite accumulati		14.217		11.409		6.821	
Risultato dell'esercizio [1]		3.450		4.646		4.056	
	[*Totale*]	**37.861**		**33.268**		**20.392**	
Patrimonio netto di terzi		**15.684**		**12.665**		**5.897**	
Totale patrimonio netto		**53.545**		**45.933**		**26.289**	
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	29	52.440		55.850		51.045	
TFR e altri benefíci ai dipendenti	30	3.069		3.110		2.910	
Fondi rischi e oneri	31	9.026		8.846		6.922	
Passività per imposte differite	17	11.147		11.107		6.880	
Passività finanziarie non correnti	32	2.591		2.964		3.113	
Altre passività non correnti	33	1.244		1.259		3.307	
	[*Totale*]	**79.517**		**83.136**		**74.177**	
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	34	8.209		7.542		5.467	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	29	2.999		2.909		3.110	
Debiti commerciali	35	12.373	*2.777*	11.174	*2.841*	10.600	*3.765*
Debiti per imposte sul reddito		687		1.482		1.991	
Passività finanziarie correnti	36	1.672		1.784		2.454	
Altre passività correnti	37	8.052	*13*	8.147	*15*	7.198	*8*
	[*Totale*]	**33.992**		**33.038**		**30.820**	
Passività possedute per la vendita	38	**998**		**224**		**1.791**	
Totale passività		**114.507**		**116.398**		**106.788**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**168.052**		**162.331**		**133.077**	

(1) Il risultato dell'esercizio è al netto degli acconti sul dividendo dell'esercizio (in entrambi gli esercizi pari a 940 milioni di euro).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale e riserve del Gruppo				
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Utili indivisi
al 1° gennaio 2009	**6.186**	**662**	**1.453**	**2.255**	**6.827**
Effetto applicazione nuovi princípi contabili	-	-	-	-	(6)
al 1° gennaio 2009 *restated*	**6.186**	**662**	**1.453**	**2.255**	**6.821**
Onere dell'esercizio per piani *stock option*	-	-	-	5	-
Distribuzione dividendi e acconti (1)	-	-	-	-	(1.794)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	4.056
Aumenti di capitale	3.217	4.630	-	-	-
Variazione metodo di consolidamento	-	-	-	-	-
Effetto di aggregazioni aziendali realizzate in fasi successive	-	-	-	-	2.326
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
di cui:					
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	-
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
al 31 dicembre 2009 *restated*	**9.403**	**5.292**	**1.453**	**2.260**	**11.409**
Onere dell'esercizio per piani *stock option*	-	-	-	2	-
Distribuzione dividendi e acconti (2)	-	-	-	-	(1.410)
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	428	-	4.218
Variazione area di consolidamento	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	-
di cui:					
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto (3)	-	-	-	-	-
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-
al 31 dicembre 2010	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**14.217**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 1° ottobre 2009 con stacco cedola in data 23 novembre 2009 e pagato a decorrere dal 26 novembre 2009.
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 29 settembre 2010 con stacco cedola in data 22 novembre 2010 e pagato a decorrere dal 25 novembre 2010.
(3) Di cui oneri netti relativi al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" pari a 4 milioni di euro nel 2010 (zero nel 2009).

Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Risultato netto dell'esercizio	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	**Totale patrimonio netto**
(1.247)	**206**	**-**	**-**	**4.056**	20.398	5.897	**26.295**
-	-	-	-	-	(6)	-	**(6)**
(1.247)	**206**	**-**	**-**	**4.056**	20.392	5.897	**26.289**
-	-	-	-	-	5	-	**5**
-	-	-	-	(940)	(2.734)	(443)	**(3.177)**
-	-	-	-	(4.056)	-	-	**-**
-	-	-	-	-	7.847	3	**7.850**
70	(14)	-	-	-	56	5.382	**5.438**
-		-	-	-	2.326	-	**2.326**
556	(774)	-	8	5.586	5.376	1.826	**7.202**
556	*(774)*	-	*8*	-	*(210)*	*822*	***612***
-	-	-	-	*5.586*	*5.586*	*1.004*	***6.590***
(621)	**(582)**	**-**	**8**	**4.646**	33.268	12.665	**45.933**
-	-	-	-	-	2	-	**2**
-	-	-	-	(940)	(2.350)	(798)	**(3.148)**
-	-	-	-	(4.646)	-	-	**-**
-	-	-	-	-	-	1.259	**1.259**
1.077	662	796	16	4.390	6.941	2.558	**9.499**
1.077	*662*	*796*	*16*	-	*2.551*	*1.275*	***3.826***
-	-	-	-	*4.390*	*4.390*	*1.283*	***5.673***
456	**80**	**796**	**24**	**3.450**	**37.861**	**15.684**	**53.545**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2010	di cui con parti correlate	2009 *restated*	di cui con parti correlate
Risultato netto dell'esercizio		**5.673**		**6.590**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		999		556	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		4.511		4.295	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		509		(18)	
Accantonamenti ai fondi		1.812		1.916	
(Proventi)/Oneri finanziari		2.319		2.067	
Imposte sul reddito		2.401		2.571	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		476		(529)	
Cash flow *da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto*		*18.700*		*17.448*	
Incremento/(Decremento) fondi		(1.705)		(1.382)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(331)		66	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		(286)	*426*	80	*518*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		190	*(131)*	441	*(75)*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		1.256	*(64)*	(1.099)	*(225)*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.282	*21*	1.050	*16*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(4.106)		(3.926)	
Imposte pagate		(3.275)		(3.752)	
***Cash flow* da attività operativa (a)**		**11.725**		**8.926**	
- *di cui* discontinued operations		**-**		***(210)***	
Investimenti in attività materiali non correnti		(6.468)		(6.591)	
Investimenti in attività immateriali		(719)		(409)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(282)		(9.548)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		2.610		3.712	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(51)		160	
***Cash flow* da attività di investimento/disinvestimento (b)**		**(4.910)**		**(12.676)**	
- *di cui* discontinued operations		**-**		***(60)***	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	29	5.497		21.990	
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari		(10.748)		(24.180)	
Incasso da cessione quote azionarie senza perdita di controllo		2.422		-	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati		(3.147)		(3.135)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio *stock option*	28	-		7.991	
Aumenti in conto capitale versati da terzi (interessi di minoranza)	28	-		3	
***Cash flow* da attività di finanziamento (c)**		**(5.976)**		**2.669**	
- *di cui* discontinued operations		**-**		***273***	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		**214**		**159**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		**1.053**		**(922)**	
- *di cui* discontinued operations		**-**		***3***	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio		4.289		5.211	
- *di cui* discontinued operations		-		-	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio (1) (2)		5.342		4.289	
- *di cui* discontinued operations		-		-	

(1) Di cui titoli a breve pari a 95 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (97 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(2) Di cui disponibilità liquide delle "Attività possedute per la vendita" pari a 83 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (22 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

La società Enel SpA, operante nel settore delle *utility* energetiche, ha sede in Roma. Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 comprende i bilanci della Società, delle sue controllate e delle imprese a controllo congiunto ("il Gruppo"), nonché la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate. L'elenco delle società controllate, collegate e a controllo congiunto incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.
La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 14 marzo 2011.

Conformità agli IFRS/IAS

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2010 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IASs e *International Financial Reporting Standards* - IFRSs) emanati dall'*International Accounting Standards Board* (IASB) e alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) e dallo *Standing Interpretations Committee* (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU". Il presente Bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.
Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività 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 Capogruppo Enel SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro tranne quando diversamente indicato.
Il Bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando il metodo del costo storico 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.

2
Princípi contabili e criteri di valutazione

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. 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 consolidato, 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 princípi 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 di stime contabili, nonché le principali assunzioni utilizzate dal *management* nel processo di valutazione di tali voci, nel rispetto dei sopra richiamati princípi 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 rilevante sui risultati successivi.

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite ai clienti sono rilevati secondo il principio della competenza. I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e gas distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata, quale differenza tra l'energia elettrica e gas complessivamente immessi nella Rete di distribuzione e quelli complessivamente fatturati nell'esercizio, calcolata tenuto conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio.
Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefíci post-pensionamento.
I calcoli 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, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti e delle attività destinate alla dismissione viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica.
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 2010 il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.
La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefíci delle altre attività fiscali differite.
La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che 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 è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi alla produzione, al trasporto e alla distribuzione di energia elettrica. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.
Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti del Gruppo. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.
Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.
Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Smantellamento e ripristino siti

Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.
L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che la Società ritiene di dover pagare a seguito dell'operazione di smantellamento.
Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto privo di rischio, al lordo delle imposte (*risk free rate*), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto nucleare è dislocato.
Tale passività è quantificata dalla direzione aziendale sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.
Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Altro

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato la valutazione di strumenti finanziari, di operazioni di pagamento basate sulle azioni e il processo di valutazione del *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte con operazioni di aggregazione aziendale. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai princípi contabili utilizzati.

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante le società che direttamente o indirettamente,

attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione FOPEN e Fondenel, i Sindaci di Enel SpA, i dirigenti con responsabilità strategiche, e i loro stretti familiari, di Enel SpA e delle società da questa direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali Enel SpA 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 benefíci derivanti dalle loro attività. Nel valutare l'esistenza del controllo, si prendono in considerazione anche i diritti di voto potenziali effettivamente esercitabili o convertibili. I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.
L'acquisto di ulteriori quote di partecipazione in società controllate e la vendita di quote di partecipazione che non implicano la perdita del controllo sono considerati transazioni tra azionisti; in quanto tali, gli effetti contabili delle predette operazioni sono rilevati direttamente nel patrimonio netto di Gruppo.
La cessione di quote di controllo comporta, invece, la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione e degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value*, alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società a Destinazione Specifica

Si consolida una Società a Destinazione Specifica (SDS) nel caso in cui, nella sostanza, il Gruppo esercita un controllo di fatto su tale entità. Tale controllo è realizzato se il Gruppo ottiene la maggioranza dei benefíci dalla SDS e sostiene la maggioranza dei rischi residuali o di proprietà connessi alla SDS, anche in assenza di partecipazioni nel capitale sociale di tale entità.

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 obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.
La cessione di quote di partecipazione che implica la perdita dell'influenza notevole comporta la rilevazione a Conto economico dell'eventuale plusvalenza (o minusvalenza) da alienazione, nonché degli effetti contabili rivenienti dalla misurazione al *fair value,* alla data della cessione, dell'eventuale partecipazione residua.

Società a controllo congiunto

Per società a controllo congiunto (*joint venture*) si intendono tutte le società nelle quali il Gruppo esercita un controllo sull'attività economica congiuntamente con altre entità. Tali partecipazioni sono consolidate con il metodo proporzionale rilevando, linea per linea, le attività, le 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 tabella a fianco sono riepilogati i valori delle principali società a controllo congiunto incluse nel presente Bilancio consolidato.

Milioni di euro	Enel Unión Fenosa Renovables	RusEnergoSbyt	Nuclenor	Atacama	Tejo
			al 31.12.2010		
Percentuale di consolidamento	50,0%	49,5%	50,0%	50,0%	38,9%
Attività non correnti	437	59	81	298	214
Attività correnti	57	47	61	120	58
Attività possedute per la vendita	355	-	-	-	-
Passività non correnti	34	3	62	18	179
Passività correnti	323	37	19	162	28
Passività possedute per la vendita	328	-	-	-	-
Ricavi	103	1.098	72	341	63
Costi	70	1.009	81	284	53

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

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.
Tutti i saldi e le transazioni infragruppo, inclusi eventuali utili o perdite non realizzati derivanti da operazioni intervenute tra società del Gruppo, sono eliminati al netto del relativo effetto fiscale teorico. Gli utili e le perdite non realizzati con società collegate e *joint venture* sono eliminati per la quota di pertinenza del Gruppo.
In entrambi i casi, le perdite non realizzate sono eliminate a eccezione del caso in cui esse siano rappresentative di perdite di valore.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio.
Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al *fair value* sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore.
Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA.
Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella della Capogruppo, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.
Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata a Conto economico al momento della cessione della partecipazione.

Aggregazioni aziendali

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

agli IFRS-EU è stato mantenuto al valore registrato nell'ultimo Bilancio consolidato redatto sulla base dei precedenti princípi contabili (31 dicembre 2003).
Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).
In particolare, dette aggregazioni 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 costi 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 aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. L'ammontare delle partecipazioni di minoranza è determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai *fair value* relativi agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono riflesse a patrimonio netto. Le eventuali rettifiche derivanti dal completamento del processo di valutazione sono rilevate entro dodici mesi dalla data di acquisizione.
Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008).
In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (*acquisition method*), ove il costo di acquisto è pari al *fair value*, alla data di acquisizione, delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente.
I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.
Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi *fair value* alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra la somma del corrispettivo trasferito, valutato al *fair value* alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa, valutate al *fair value*, è rilevata come avviamento ovvero, se negativa, a Conto economico.
Il valore delle partecipazioni di minoranza è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro *fair value* alla data di acquisizione.
Nel caso in cui i *fair value* delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro dodici mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.
Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al *fair value* e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.

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. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati al punto "Fondi rischi e oneri".
Gli oneri finanziari relativi a finanziamenti connessi all'acquisto/costruzione delle immobilizzazioni vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza, salvo siano direttamente attribuibili all'acquisizione o alla costruzione di un bene che ne giustifica la capitalizzazione (c.d. "*qualifying asset*").
Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono rilevati sulla base del *fair value*, considerato come valore sostitutivo del costo (*deemed cost*) alla data di rivalutazione.
Qualora parti significative di immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.
I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefíci 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 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:

	Vita utile
Fabbricati civili	40-65 anni
Centrali idroelettriche (1)	20-50 anni
Centrali termoelettriche (1)	10-40 anni
Centrali nucleari	40 anni
Centrali geotermoelettriche	10-40 anni
Centrali con fonti energetiche alternative	15-40 anni
Linee di trasporto	20-40 anni
Stazioni di trasformazione	32-42 anni
Reti a media e bassa tensione di distribuzione	10-60 anni
Reti di distribuzione del gas e misuratori	25-50 anni
Attrezzature industriali e commerciali	4-25 anni

(1) A esclusione dei beni gratuitamente devolvibili che sono ammortizzati lungo il periodo di durata della concessione, se inferiore alla vita utile.

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 benefíci legati alla proprietà, sono inizialmente rilevati come attività del Gruppo al loro *fair value* o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il *leasing*, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto. La corrispondente passività verso il locatore è rilevata tra le passività finanziarie.
I beni in locazione finanziaria sono ammortizzati in base allo loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine della locazione, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di locazione e la vita utile stimata del bene stesso.
Le locazioni nelle quali il locatore mantiene sostanzialmente tutti i rischi e i benefíci legati alla proprietà dei beni sono classificate come *leasing* operativi. I costi riferiti ai *leasing* operativi sono rilevati linearmente a Conto economico lungo la durata del contratto di *leasing*.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alla concessione prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione di energia termoelettrica. Per gli impianti ubicati in Italia, la scadenza della concessione è fissata, rispettivamente, al 2029 (2020 per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Trento e 2040 per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano) e al 2020. 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. 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.
In accordo con le leggi n. 29/85 e n. 46/99, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2011 al 2067.
Talune società operanti in Argentina, Brasile e Messico sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2013 al 2088.
Enel opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in Spagna. Tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Il Gruppo è concessionario in Italia del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Qualora alla scadenza la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi. Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e vengono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l'apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l'uso nella produzione o nella fornitura di beni/servizi.
Sono inizialmente rilevati al costo, determinato attraverso le stesse modalità indicate per gli immobili, impianti e macchinari. Successivamente, sono rilevati al costo al netto dei relativi ammortamenti e di eventuali perdite di valore. Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.
Il *fair value* degli investimenti immobiliari detenuti è determinato in considerazione dello stato dei singoli *asset,* proiettando, in ragione della *performance* del mercato immobiliare e del presumibile andamento del valore degli *asset*, le valutazioni relative all'esercizio precedente. Il *fair value* degli investimenti immobiliari iscritti in bilancio al 31 dicembre 2010 è pari a 365 milioni di euro.

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 benefíci economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso. Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto dei relativi ammortamenti accumulati e delle eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità di seguito descritte.
L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente.
L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso. Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (*impairment test*).
L'avviamento, derivante dall'acquisizione di società controllate, collegate o *joint venture* è allocato a ciascuna delle *"cash generating unit"* identificate. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte in nota. L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate è incluso nel valore di carico di tali società.

Perdite di valore delle attività

Le attività materiali (immobili, impianti e macchinari e gli investimenti immobiliari) e immateriali sono analizzate, almeno una volta l'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, 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* 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.
Il valore recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subíto una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di presumibile realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di *trading* che sono valutare al valore di mercato (*fair value*) con contropartita Conto economico. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.
Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevati gli acquisti di combustile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.

Lavori in corso su ordinazione

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi contrattuali maturati con ragionevole certezza, in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (*cost to cost*). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore dei lavori in corso su ordinazione nei limiti dei corrispettivi maturati; l'eventuale parte eccedente è iscritta nelle passività. Le perdite derivanti dalla chiusura delle singole commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui divengono probabili, indipendentemente dallo stato di avanzamento delle singole commesse.

Strumenti finanziari

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

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e *joint venture* detenuti a scopo di negoziazione o designati al *fair value* a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.
Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo *fair value.* Gli utili e le perdite derivanti dalle variazioni successive del *fair value* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino a scadenza

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

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.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Sono classificati nelle "attività finanziarie disponibili per la

vendita" i titoli di debito, le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie valutate al *fair value* con imputazione a Conto economico") e le attività finanziarie non classificabili in altre categorie. Tali strumenti sono valutati al *fair value* con contropartita il patrimonio netto.
Al momento della cessione, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.
Qualora sussistano evidenze oggettive che i predetti strumenti abbiano subíto una riduzione di valore, significativa o prolungata, la perdita cumulata, precedentemente iscritta a patrimonio netto, è eliminata e riversata a Conto economico. Tali perdite di valore, non ripristinabili successivamente, sono misurate come differenza tra il valore contabile e il *fair value,* determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio per le attività finanziarie quotate in mercati regolamentati o determinato sulla base dei flussi di cassa futuri attualizzati al tasso di interesse di mercato per le attività finanziarie non quotate.
Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo rettificato per eventuali perdite di valore.

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.
Ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide sono esposte non includendo gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Debiti commerciali

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

Passività finanziarie

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando la Società diviene parte nelle clausole contrattuali dello strumento 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 di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

I derivati sono rilevati al *fair value* e sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, rispetta i limiti previsti dallo IAS 39.
La rilevazione del risultato della valutazione al *fair value* è funzione della tipologia di *hedge accounting* posta in essere.
Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione del *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura (*fair value hedge*), le relative variazioni del *fair value* dello strumento di copertura sono imputate a Conto economico; coerentemente, gli adeguamenti al *fair value* delle attività o passività oggetto di copertura sono anch'essi rilevati a Conto economico.
Quando i derivati hanno per oggetto la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa attesi degli elementi coperti (*cash flow hedge*), le variazioni del *fair value* sono inizialmente rilevate a patrimonio netto, per la porzione qualificata come efficace, e successivamente imputate a Conto economico coerentemente con gli 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 derivative*) 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 esercizio.
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 della consegna di elettricità o di *commodity* energetiche, sono valutati al *fair value*.

Cancellazione di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie vengono cancellate dal bilancio quando il diritto di ricevere i flussi di cassa dallo strumento si è estinto o la Società 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 sono estinte o la Società trasferisce tutti i rischi e i benefíci relativi allo strumento stesso.

Gerarchia del *fair value* secondo l'IFRS 7

Le attività e passività finanziarie valutate al *fair value* sono classificate nei tre livelli gerarchici di seguito descritti, in base alla rilevanza delle informazioni (*input*) utilizzate nella determinazione del *fair value* stesso.
In particolare:

> Livello 1: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche;
> Livello 2: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di *input* diversi da prezzi quotati di cui al livello 1, ma che, per tali attività/passività, sono osservabili direttamente o indirettamente sul mercato;
> Livello 3: sono classificate in tale livello le attività/passività finanziarie il cui *fair value* è determinato sulla base di dati di mercato non osservabili.

TFR e altri benefíci per i dipendenti

La passività relativa ai benefíci riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per programmi a benefíci definiti o relativa ad altri benefíci 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 benefíci 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.
Con riferimento alla passività per programmi a benefíci definiti, gli utili o le perdite attuariali cumulati al termine del precedente esercizio superiori al 10% del maggiore tra il valore attuale dell'obbligazione a benefíci definiti e il *fair value* delle attività a servizio del piano a tale data sono rilevati nel Conto economico lungo la rimanente vita lavorativa media prevista dei dipendenti partecipanti al piano. Se inferiori, essi non sono rilevati.
Qualora 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 benefíci dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro sono rilevati come costo e sono valutati sulla base del numero di dipendenti che si prevede accetteranno l'offerta.

Operazioni di pagamento basate sulle azioni

Piani di *stock option*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di *stock option* è determinato sulla base del *fair value* delle opzioni concesse ai dipendenti alla data di assegnazione.
Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle opzioni (durata dell'opzione, prezzo e condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore del titolo Enel alla data di assegnazione, della volatilità del titolo e della curva dei tassi di interesse sempre alla data di assegnazione, coerenti con la durata del piano. Il modello di *pricing* utilizzato è il Cox-Rubinstein.
Il costo è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo di maturazione dei diritti concessi, tenendo conto della migliore stima possibile del numero di opzioni che diverranno esercitabili.

Piani di incentivazione *restricted share units*

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite piani di incentivazione *restricted share units* (RSU) è determinato sulla base del *fair value*, alla data di

assegnazione, delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo.
Il metodo di calcolo per la determinazione del *fair value* tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio ecc.), nonché del valore e della volatilità del titolo Enel lungo il *vesting period*. Il modello di *pricing* utilizzato è il Monte Carlo.
Il costo è riconosciuto a Conto economico, lungo il *vesting period*, in contropartita a una specifica passività, ed è adeguato periodicamente al *fair value* tenendo conto della migliore stima possibile delle RSU che diverranno esercitabili.

Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti ai fondi rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita nei confronti di terzi, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare 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'accantonamento viene attualizzato, l'adeguamento periodico dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario. Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di attività materiali, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento dell'immobilizzazione materiale alla quale l'onere stesso si riferisce.
Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.
Le variazioni di stima sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a 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 risultino 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 a 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, in particolare per quelli legati agli impianti nucleari, si rimanda al paragrafo relativo all'uso di stime.

Contributi

I contributi sono rilevati in bilancio al *fair value* quando vi è la ragionevole certezza che saranno ricevuti o che sono soddisfatte le condizioni per l'ottenimento degli stessi, così come previste da governi, enti governativi e da analoghi enti locali, nazionali o internazionali.
I contributi ricevuti, sia a fronte di specifiche spese sia a fronte di specifici beni il cui valore è iscritto tra le attività materiali e immateriali, sono rilevati tra le altre passività e accreditati a Conto economico lungo il periodo in cui si rilevano i costi a essi correlati.
I contributi in conto esercizio sono rilevati integralmente a Conto economico nel momento in cui sono soddisfatte le condizioni di iscrivibilità.

Ricavi

Secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

> i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e benefíci significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;

> i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas si riferiscono ai quantitativi erogati nell'esercizio, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas italiana e organismi analoghi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento. In particolare, le autorità che

regolamentano i mercati dell'energia e del gas possono utilizzare meccanismi atti a ridurre gli effetti derivanti dallo sfasamento temporale nella definizione dei prezzi dell'energia destinata al mercato regolamentato e applicati ai distributori, rispetto alla definizione dei prezzi che gli stessi applicano ai consumatori finali;

> i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;

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

> i ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se il servizio reso è separatamente individuabile rispetto a eventuali servizi di distribuzione per la fornitura continuativa e duratura di energia elettrica.

Proventi e oneri finanziari

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

Imposte

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti nel Bilancio 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.

Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate viene riesaminata a ogni chiusura dell'esercizio. Le imposte relative a componenti rilevati direttamente a patrimonio netto sono imputate direttamente a patrimonio netto.

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.

Discontinued operations e attività non correnti possedute per la vendita

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché con il loro utilizzo continuativo sono classificate come possedute per la vendita e rappresentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita, sono dapprima rilevate in conformità allo specifico IFRS-EU di riferimento applicabile a ciascuna attività e passività e, successivamente, sono rilevate al minore tra il valore contabile e il relativo *fair value*, al netto dei costi di vendita. Eventuali successive perdite di valore sono rilevate direttamente a rettifica delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita con contropartita a Conto economico. I corrispondenti valori patrimoniali dell'esercizio precedente non sono riclassificati.

Un'attività operativa cessata (*discontinued operation*)

rappresenta una parte dell'impresa che è stata dismessa o classificata come posseduta per la vendita, e:

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

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

3 Princípi contabili di recente emanazione

Princípi di prima adozione e applicabili

Il Gruppo ha adottato i seguenti princípi contabili internazionali e interpretazioni di prima adozione al 1° gennaio 2010:

> "*Revisione dello IAS 27 - Bilancio consolidato e separato*": il nuovo *standard* dispone che, nell'ambito del Bilancio consolidato, gli effetti contabili rivenienti dalla cessione di una quota partecipativa nel capitale di una propria controllata, che non implica la perdita del controllo, deve essere rilevata direttamente nel patrimonio netto di gruppo. Tale metodologia di rilevazione contabile è altresì applicata in caso di acquisizione di un'ulteriore quota di capitale di una società già controllata. Diversamente, la cessione di quote che implicano la perdita del controllo della società partecipata comporta la rilevazione dei relativi effetti contabili a Conto economico, ivi inclusi quelli derivanti dalla misurazione al *fair value* dell'eventuale interessenza partecipativa residua alla data in cui il controllo è ceduto. L'applicazione di tale principio ha comportato la rilevazione a patrimonio netto della plusvalenza (al netto del relativo effetto fiscale e degli oneri di transazione) riveniente dalla cessione del 30,83% di Enel Green Power per complessivi 796 milioni di euro;
> "*Modifiche allo IAS 39 - Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione - Elementi qualificabili per la copertura*": attraverso tale integrazione al vigente IAS 39 lo IASB chiarisce 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 entità possa coprire anche solo una tipologia di variazione nel *cash flow* o nel *fair value* di un elemento coperto, c.d. "*one-sided risk*" (ossia che il prezzo di una *commodity* oggetto di copertura subisca incrementi oltre un prezzo prefissato). A tal proposito lo IASB 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 dal suo *time value*. L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nell'esercizio.
> "*Modifiche all'IFRS 2 - Pagamenti basati su azioni*": tali modifiche hanno l'obiettivo di:
  - chiarire l'ambito di applicazione del principio stesso, inglobando nel testo quanto già indicato nell'IFRIC 8 "*Ambito di applicazione dell'IFRS 2*";
  - fornire linee guida per classificare i pagamenti basati su azioni nel Bilancio consolidato e nel Bilancio separato/individuale delle società coinvolte;
  - definire il trattamento contabile per le operazioni con pagamento basato su azioni regolate tramite strumenti rappresentativi di capitale (c.d. "*equity settled*") che coinvolgono più società di un gruppo, inglobando e ampliando quanto indicato nell'IFRIC 11 "*IFRS 2 - Operazioni con azioni proprie e del gruppo*";
  - definire il trattamento contabile per le operazioni con pagamento basato su azioni regolate per cassa (c.d. "*cash settled*") che coinvolgono più società di un gruppo, fattispecie non disciplinata dall'IFRIC 11.

  L'applicazione, su base retroattiva, delle predette modifiche – che hanno sostituito le interpretazioni IFRIC 8 e IFRIC 11 – non ha comportato impatti nell'esercizio.
> "*Revisione dell'IFRS 3 - Aggregazioni aziendali*": il nuovo principio introduce modifiche significative alla metodologia di contabilizzazione delle operazioni di aggregazione aziendale. Le principali previsioni riguardano:

- l'obbligo di rilevazione a Conto economico delle variazioni di corrispettivo riconosciute dall'acquirente successivamente alla data di acquisizione, 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, tra il prezzo d'acquisto e la corrispondente quota di patrimonio netto contabile, a rettifica del patrimonio netto;
- l'obbligo, nei casi di aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, di rilevazione a Conto economico degli effetti derivanti dalla misurazione al *fair value*, alla data di acquisizione del controllo, delle interessenze precedentemente detenute.

L'applicazione, su base prospettica, di tale principio non ha comportato impatti nell'esercizio.

> "*IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione*": l'interpretazione, applicata retroattivamente al 1° gennaio 2009, dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nelle attività finanziarie, 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. La nuova interpretazione si applica sia alle infrastrutture che il concessionario realizza o acquista da un terzo ai fini dell'accordo di servizio, sia a quelle esistenti alle quali il concedente dà accesso al concessionario ai fini dell'accordo di servizio. In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato se il concedente:
  - controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
  - controlla, tramite la proprietà o in altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

  Sulla base delle analisi effettuate, con riferimento alla concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica esercita in Italia, le condizioni applicative previste dalla nuova interpretazione non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo, così come definito dall'IFRIC 12. Tuttavia, le nuove disposizioni sono risultate applicabili alle infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica delle società del Gruppo Endesa operanti in Brasile. Gli effetti dell'applicazione della predetta modifica sono esposti nella nota 4 al presente Bilancio consolidato.

> "*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. Questa interpretazione non ha trovato applicazione per il Gruppo.

> "*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 connessa allo strumento di copertura è pari all'ammontare di utili/perdite equivalenti alla porzione efficace dello strumento di copertura.

  Questa interpretazione non ha trovato applicazione per il Gruppo.

> "*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.

L'applicazione, su base prospettica, di tale interpretazione non ha comportato impatti nell'esercizio.

> "*IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela*": l'interpretazione chiarisce le modalità di rilevazione e valutazione di immobili, impianti o macchinari ricevuti dai propri clienti, ovvero di liquidità, destinate alla realizzazione degli stessi, da utilizzare per collegare il cliente a un determinato *network* e/o garantire a questi l'accesso continuo e duraturo alla fornitura di determinati servizi. In particolare, l'interpretazione chiarisce che, qualora siano soddisfatte tutte le condizioni previste dagli *standard* contabili internazionali per la rilevazione iniziale di un'attività, i predetti *asset* ricevuti devono essere rilevati contabilmente al relativo *fair value*. In merito alle modalità di rilevazione dei corrispondenti ricavi, qualora l'accordo preveda solamente l'obbligo di connessione del cliente al *network*, il relativo ricavo dovrà essere rilevato al momento della connessione alla rete; diversamente, qualora debba essere fornita al cliente una pluralità di servizi, la rilevazione dei relativi ricavi dovrà essere effettuata in funzione dell'erogazione di ciascuno dei servizi pattuiti, ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'*asset*.
Gli effetti dell'applicazione della predetta modifica sono esposti nella nota 4 al presente Bilancio consolidato.

Princípi non ancora applicabili e non adottati

La Commissione Europea nel corso dell'esercizio 2010 ha omologato i seguenti nuovi princípi o interpretazioni applicabili, per il Gruppo, a partire dal 1° gennaio 2011:

> "*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 governativi di fornire un'informativa più sintetica per le transazioni avvenute con tali enti e con altre società, anch'esse controllate o sottoposte a influenza notevole da parte degli stessi. 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. Il Gruppo non prevede impatti significativi dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*Amendments to IFRIC 14 - Prepayments of a minimum funding requirement*", emesso a novembre 2009: chiarisce le circostanze in cui una società che effettua versamenti a copertura di un c.d. "*minimum funding requirement*" (cioè un livello minimo di contribuzione al piano) può rilevare tali versamenti come un'attività. Il Gruppo non prevede impatti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "*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 e il valore iniziale degli strumenti di capitale emessi deve essere rilevata a Conto economico. L'interpretazione sarà applicabile retroattivamente. Il Gruppo non prevede impatti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni. Si segnala che la modifica di seguito illustrata, seppur omologata nel corso del 2009, non è ancora applicabile al 1° gennaio 2010:

> "*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 non prevede impatti significativi dall'applicazione delle predette modifiche.

Nel corso del 2009 e del 2010 l'*International Accounting Standards Board* (IASB) e l'*International Financial Reporting Interpretations Committee* (IFRIC) hanno pubblicato nuovi princípi e interpretazioni che, al 31 dicembre 2010, non risultano ancora omologati dalla Commissione Europea. Di seguito si riportano i principali:

> "*IFRS 9 - Financial instruments*", emesso a novembre 2009 e successivamente rivisto a ottobre 2010: costituisce la prima delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39. Il nuovo *standard* definisce i criteri per la classificazione delle attività e delle passività finanziarie. Le attività finanziarie devono essere classificate sulla base del c.d. "*business model*" dell'impresa e delle caratteristiche dei relativi flussi di cassa contrattuali associati. Con riferimento ai criteri di valutazione, il nuovo *standard* prevede che, inizialmente, le attività e passività finanziarie debbano essere valutate al *fair value*, inclusivo degli eventuali costi di transazione che sono direttamente attribuibili all'assunzione o emissione delle stesse. Successivamente, attività e passività finanziarie possono essere valutate al *fair value*, ovvero al costo ammortizzato, salvo l'esercizio della c.d. "*fair value option*". In merito ai criteri di valutazione degli investimenti in strumenti di capitale non detenuti per finalità di *trading*, è possibile optare irrevocabilmente per la presentazione delle variazioni di *fair value* tra gli *other comprehensive income*; i relativi dividendi dovranno essere in ogni caso rilevati a Conto economico.
  Il nuovo principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2013. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
> "*Modifiche all'IFRS 7 - Strumenti finanziari: informazioni integrative*", emesso a ottobre 2010: la modifica richiede ulteriore informativa per aiutare gli utilizzatori del bilancio nel valutare l'esposizione di rischio al trasferimento di attività finanziarie e l'effetto di tali rischi sulla posizione finanziaria della società. Il nuovo principio introduce nuovi requisiti di informativa, da inserirsi in un'unica nota al bilancio, con riferimento ad attività finanziarie trasferite che non sono state oggetto di *derecognition* e per quelle attività trasferite in cui si è mantenuto un coinvolgimento, alla data di bilancio. Gli emendamenti all'IFRS 7 saranno applicabili prospetticamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2012 o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
> "*Improvements to IFRS*", emesso a maggio 2010: si tratta di modifiche migliorative a princípi già esistenti. Le più significative riguardano:
  - l'"*IFRS 3 - Aggregazioni aziendali*", come rivisto nel 2008: viene specificato che le partecipazioni di minoranza nella società acquisita sono interessenze nell'attuale proprietà che danno diritto, in caso di liquidazione della società, a una quota proporzionale delle sue attività nette. Devono essere misurate o al *fair value* o in proporzione alla quota di partecipazione nell'ammontare riconosciuto delle attività nette identificabili dell'acquisita. Tutti gli altri elementi classificabili come partecipazioni di minoranza, ma che non hanno le caratteristiche sopra descritte (per esempio, *share option*, azioni privilegiate ecc.), devono essere misurate al loro *fair value* alla data di acquisizione eccetto se altri criteri di misurazione sono previsti nell'ambito dei princípi contabili internazionali. Tali modifiche sono applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° luglio 2010 o successivamente;
  - l'"*IFRS 7 - Strumenti finanziari: informazioni integrative*": si chiarisce l'informativa richiesta in caso di attività finanziarie rinegoziate, nonché l'informativa necessaria per rappresentare il rischio di credito. Tali modifiche sono applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente;
  - lo "*IAS 1 - Presentazione del bilancio*": si richiede che la riconciliazione tra il valore contabile all'inizio e quello al termine dell'esercizio per ogni componente degli "altri componenti di Conto economico complessivo" (OCI) possa essere presentata o nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto o nelle note. Si rammenta in proposito che, con l'introduzione della "*Revisione dello IAS 27 - Bilancio consolidato e separato*", il principio era stato modificato, richiedendo che la predetta riconciliazione fosse presentata nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto. Le modifiche introdotte a maggio 2010 sono applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente;
  - lo "*IAS 34 - Bilanci intermedi*": tale principio è stato modificato al fine di ampliare l'informativa richiesta nella redazione dei bilanci intermedi con riferimento, in particolare, alle attività/passività finanziarie. A titolo esemplificativo, si richiede di indicare i cambiamenti intervenuti sul *business* o sulle condizioni economiche che hanno avuto impatto sul *fair value* delle attività/passività finanziarie valutate al *fair value* o con il metodo del costo ammortizzato. Tali modifiche sono applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2011 o successivamente.

4

Rideterminazione dei dati di Stato patrimoniale al 1° gennaio 2009 e al 31 dicembre 2009 e di Conto economico del 2009

Le modifiche intervenute ai criteri di contabilizzazione riferite a talune attività relative a servizi effettuati in regime di concessione (IFRIC 12) e alle cessioni di attività da parte della clientela (IFRIC 18) hanno comportato la rideterminazione delle voci patrimoniali e delle voci economiche relative, incluse nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 e presentate, ai soli fini comparativi, nel presente Bilancio consolidato al 31 dicembre 2010.
In particolare, l'applicazione retrospettica delle interpretazioni contenute nell'IFRIC 12 ha prodotto coerenti riclassifiche nello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2009 e al 1° gennaio 2009 (leggi 31 dicembre 2008), mentre l'applicazione prospettica, a partire dalla data del 1° luglio 2009, delle disposizioni contenute nell'IFRIC 18 ha comportato la rideterminazione di talune voci dello Stato patrimoniale consolidato e del Conto economico consolidato al 31 dicembre 2009.

Inoltre, i dati di Stato patrimoniale e di Conto economico presentati nel Bilancio consolidato 2009 sono stati rideterminati per tenere conto degli effetti derivanti dalla rilevazione in via definitiva, avvenuta nel corso del 2010 entro i termini previsti dall'IFRS 3 nella versione 2003 applicabile fino al 1° gennaio 2010, del *fair value* delle attività acquisite e delle passività e delle passività potenziali assunte con l'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa avvenuta in data 25 giugno 2009 (vedi nota 6).

Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi di Stato patrimoniale e Conto economico consolidato, evidenziando le differenze a seconda della motivazione che le ha originate.

Milioni di euro		Applicazione IFRIC 12			PPA Endesa	Applicazione IFRIC 12	
ATTIVITÀ	al 31.12.2008		al 1.1.2009 *restated*	**al 31.12.2009**			**al 31.12.2009 *restated***
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	61.524	(1.519)	60.005	79.100	661	(3.174)	76.587
Investimenti immobiliari	462	-	462	295	-	-	295
Attività immateriali	25.779	1.372	27.151	34.403	1.468	2.849	38.720
Attività per imposte anticipate	5.881	-	5.881	6.238	-	-	6.238
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	397	-	397	1.029	-	-	1.029
Attività finanziarie non correnti	4.338	17	4.355	8.954	-	70	9.024
Altre attività non correnti	1.937	-	1.937	976	-	-	976
	100.318	**(130)**	**100.188**	**130.995**	**2.129**	**(255)**	**132.869**
Attività correnti							
Rimanenze	2.182	-	2.182	2.500	-	-	2.500
Crediti commerciali	12.378	-	12.378	13.010	-	-	13.010
Crediti tributari	1.239	-	1.239	1.534	-	-	1.534
Attività finanziarie correnti	3.255	-	3.255	4.186	-	-	4.186
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.106	-	5.106	4.170	-	-	4.170
Altre attività correnti	3.478	-	3.478	3.490	-	-	3.490
	27.638	**-**	**27.638**	**28.890**	**-**	**-**	**28.890**
Attività possedute per la vendita	**5.251**	**-**	**5.251**	**572**	**-**	**-**	**572**
TOTALE ATTIVITÀ	**133.207**	**(130)**	**133.077**	**160.457**	**2.129**	**(255)**	**162.331**

Milioni di euro		Applicazione IFRIC 12			PPA Endesa	Applicazione IFRIC 12	Applicazione IFRIC 18	
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	al 31.12.2008		al 1.1.2009 *restated*	**al 31.12.2009**				**al 31.12.2009 *restated***
Patrimonio netto del Gruppo								
Capitale sociale	6.186	-	6.186	9.403	-	-	-	9.403
Altre riserve	3.329		3.329	7.888	(78)	-	-	7.810
Utili e perdite accumulati	6.827	(6)	6.821	10.759	659	(9)	-	11.409
Risultato dell'esercizio	4.056	-	4.056	4.455	(25)	-	216	4.646
	20.398	**(6)**	**20.392**	**32.505**	**556**	**(9)**	**216**	**33.268**
Patrimonio netto di terzi	**5.897**	**-**	**5.897**	**11.848**	**805**	**(8)**	**20**	**12.665**
TOTALE PATRIMONIO NETTO	**26.295**	**(6)**	**26.289**	**44.353**	**1.361**	**(17)**	**236**	**45.933**
Passività non correnti								
Finanziamenti a lungo termine	51.045	-	51.045	55.850	-	-	-	55.850
TFR e altri benefíci ai dipendenti	2.910	-	2.910	3.110	-	-	-	3.110
Fondi rischi e oneri	6.922	-	6.922	8.846	-	-	-	8.846
Passività per imposte differite	6.880	-	6.880	10.245	768	3	91	11.107
Passività finanziarie non correnti	3.113	-	3.113	2.964	-	-	-	2.964
Altre passività non correnti	3.431	(124)	3.307	1.829	-	(243)	(327)	1.259
	74.301	**(124)**	**74.177**	**82.844**	**768**	**(240)**	**(236)**	**83.136**
Passività correnti								
Finanziamenti a breve termine	5.467	-	5.467	7.542	-	-	-	7.542
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	3.110	-	3.110	2.909	-	-	-	2.909
Debiti commerciali	10.600	-	10.600	11.174	-	-	-	11.174
Debiti per imposte sul reddito	1.991	-	1.991	1.482	-	-	-	1.482
Passività finanziarie correnti	2.454	-	2.454	1.784	-	-	-	1.784
Altre passività correnti	7.198	-	7.198	8.145	-	2	-	8.147
	30.820	**-**	**30.820**	**33.036**	**-**	**2**	**-**	**33.038**
Passività possedute per la vendita	**1.791**	**-**	**1.791**	**224**	**-**	**-**	**-**	**224**
TOTALE PASSIVITÀ	**106.912**	**(124)**	**106.788**	**116.104**	**768**	**(238)**	**(236)**	**116.398**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**133.207**	**(130)**	**133.077**	**160.457**	**2.129**	**(255)**	**-**	**162.331**

Milioni di euro	2009	PPA Endesa	Applicazione IFRIC 18	**2009 *restated***
Ricavi				
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	62.171	-	327	62.498
Altri ricavi	1.864	-	-	1.864
	64.035	**-**	**327**	**64.362**
Costi				
Materie prime e materiali di consumo	32.638	-	-	32.638
Servizi	10.004	-	-	10.004
Costo del personale	4.908	-	-	4.908
Ammortamenti e perdite di valore	5.289	50	-	5.339
Altri costi operativi	2.298	-	-	2.298
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.593)	-	-	(1.593)
	53.544	**50**	**-**	**53.594**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	**264**	**-**	**-**	**264**
Risultato operativo	**10.755**	**(50)**	**327**	**11.032**
Proventi finanziari	3.593	-	-	3.593
Oneri finanziari	5.334	-	-	5.334
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	54	-	-	54
Risultato prima delle imposte	**9.068**	**(50)**	**327**	**9.345**
Imposte	2.520	(14)	91	2.597
Risultato delle *continuing operations*	**6.548**	**(36)**	**236**	**6.748**
Risultato delle *discontinued operations*	**(158)**	**-**	**-**	**(158)**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**6.390**	**(36)**	**236**	**6.590**
Quota di pertinenza di terzi	995	(11)	20	1.004
Quota di pertinenza del Gruppo	5.395	(25)	216	5.586

Gli effetti sul Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio e sul Rendiconto finanziario consolidato si limitano a talune riclassifiche tra le diverse componenti, in linea con quanto evidenziato nei prospetti di Stato patrimoniale e Conto economico.

5 Gestione del rischio

Rischio mercato

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

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse comportano variazioni dei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito a lungo termine indicizzati al tasso variabile, mentre variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere hanno un impatto sul controvalore dei flussi finanziari denominati in tali divise e sul valore di consolidamento delle partecipazioni denominate in divisa estera.

Nel rispetto delle politiche di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari, le esposizioni vengono coperte generalmente tramite la stipula di contratti derivati su mercati *over the counter* (OTC).

Enel è inoltre impegnata in un'attività di *proprietary trading*, con l'obiettivo di presidiare i mercati delle *commodity* energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle *commodity* energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO_2 e energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e OTC, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni di arbitraggio effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati. L'attività si svolge all'interno di una *governance*

formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato giornalmente da strutture organizzative indipendente rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. I limiti di rischio dell'attività di *proprietary trading* sono fissati nel 2010 in termini di *Value at Risk* su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati è pari a circa 22 milioni di euro.

Di seguito si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2010, indicando per ciascuna classe di strumenti il *fair value* e il nozionale, controvalorizzati ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea ove denominati in divise diverse dall'euro.

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 alle curve dei tassi di interesse di mercato alla data di riferimento e convertendo i valori in divise diverse dall'euro ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Per i contratti relativi a *commodity*, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercati sia regolamentati sia non regolamentati.

Non si rilevano modifiche nei criteri di valutazione dei derivati in essere a fine esercizio rispetto a quelli adottati alla fine dell'esercizio precedente. Gli effetti a Conto economico e a patrimonio netto di tali valutazioni sono pertanto riconducibili esclusivamente alle normali dinamiche di mercato.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di 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.

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Le attività e passività finanziarie relative a strumenti derivati sono classificate in:

> derivati di *cash flow hedge*, relativi alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile o alla copertura del rischio di cambio collegato con l'approvvigionamento di combustibili il cui prezzo è espresso in valuta, ad alcuni contratti stipulati da Enel al fine di stabilizzare i ricavi derivanti dalla vendita di energia ("Contratti per differenza a due vie" e altri derivati su energia), alla copertura del rischio di variazione dei prezzi del carbone e delle *commodity* petrolifere;

> derivati di *fair value hedge*, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del *fair value* di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;

> derivati di *net investment in foreign operation* relativi alla copertura del rischio di traslazione derivante dal consolidamento di partecipazioni denominate in valuta estera;

> derivati di *trading* relativi alle attività di proprietary *trading* su *commodity* ovvero relativi alla copertura del rischio tasso, cambio e *commodity* per i quali non si ravvisi l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge/fair value hedge* o per i quali non siano soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

Rischio tasso di interesse

Il duplice obiettivo di riduzione dell'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenimento del costo della provvista viene raggiunto ponendo in essere varie tipologie di contratti derivati e in particolare *interest rate swap*, *interest rate option* e *swaption*. 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.

I contratti di *interest rate swap* prevedono tipicamente 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 e il tasso massimo; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. "*zero cost collar*").

I contratti di *interest rate option* vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un *interest rate swap* è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative di Enel sui tassi di interesse futuri. In aggiunta, l'utilizzo degli *interest rate option* è considerato appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi, consentendo di beneficiare di eventuali diminuzioni dei tassi di interesse.

I contratti di *swaption* prevedono l'acquisto del diritto di entrare, a una certa data futura, in un contratto di *interest rate swap* a condizioni contrattuali predeterminate (il tasso fisso dell'*interest rate swap* sottostante rappresenta lo *strike* dell'opzione).

Tali contratti vengono normalmente stipulati in vista di future emissioni obbligazionarie (c.d. "operazioni di *pre-hedge*"), ove la Società decida di fissare anticipatamente il costo di indebitamento, e vengono estinti o esercitati in corrispondenza dell'effettiva emissione. In modo del tutto analogo a quanto esposto per gli *interest rate collar*, è possibile porre in essere strategie *zero cost* tramite *swaption*, che consentono di fissare anticipatamente il tasso massimo e minimo dell'indebitamento e di beneficiare di eventuali riduzioni del livello dei tassi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2010 e del 31 dicembre 2009, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

	Valore nozionale	
Milioni di euro	**2010**	2009
Interest rate swap	12.628	13.632
Interest rate option	4.308	4.375
Totale	**16.936**	**18.007**

Nella tabella seguente vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2010 e del 31 dicembre 2009, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di interesse suddivisi per designazione contabile (IAS 39).

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009
Derivati *cash flow hedge*:								
Interest rate swap	9.432	9.951	(497)	(502)	8	10	(505)	(512)
Interest rate option	3.608	4.337	(64)	(119)	-	1	(64)	(120)
Derivati *fair value hedge*:								
Interest rate swap	98	598	9	-	9	8	-	(8)
Derivati di *trading*:								
Interest rate swap	3.098	3.083	(163)	(172)	8	9	(171)	(181)
Interest rate option	700	38	(19)	(1)	-	-	(19)	(1)
Totale *interest rate swap*	12.628	13.632	(651)	(674)	25	27	(676)	(701)
Totale *interest rate option*	4.308	4.375	(83)	(120)	-	1	(83)	(121)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	**16.936**	**18.007**	**(734)**	**(794)**	**25**	**28**	**(759)**	**(822)**

Infine, nella seguente tabella sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai predetti strumenti finanziari derivati.

Flussi di cassa attesi da derivati su tasso di interesse

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2010	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre
Derivati CFH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	8	(2)	(1)	-	5	1	4
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(569)	(267)	(186)	(99)	(51)	(21)	(50)
Derivati FVH su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	9	3	2	2	1	1	4
Derivati passivi (*fair value* negativo)	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di *trading* su tasso							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	8	3	3	2	1	1	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(190)	(102)	(61)	(19)	(9)	(3)	(30)

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile del Gruppo Enel esposto alla variabilità dei tassi di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2010 il 39% dell'indebitamento netto è indicizzata a tasso variabile (51% al 31 dicembre 2009). Tenuto conto delle operazioni di copertura classificate come di *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, la quota di esposizione al rischio tasso scende al 14% (26% al 31 dicembre 2009). Considerando ai fini del rapporto di copertura anche i derivati ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno i requisiti necessari per essere contabilizzati secondo le regole dell'*hedge accounting*, tale percentuale si attesta al 7% (20% al 31 dicembre 2009).

Al 31 dicembre 2010, se i tassi di interesse fossero stati di 1 punto base (0,01%) più alti, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 3 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Viceversa, 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 3 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su tassi di *cash flow hedge*. Un aumento (diminuzione) dei tassi di interesse di pari entità genererebbe, a parità di ogni altra variabile, un impatto negativo (positivo) a Conto economico, in termini di maggiori (minori) oneri annui sulla quota non coperta del debito, pari a circa 301mila euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2009).

Rischio tasso di cambio

L'esposizione al rischio di tasso di cambio del Gruppo Enel deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

> debito denominato in valuta diversa da quella di conto dei rispettivi Paesi, acceso a livello di *holding* o delle singole *subsidiary*;
> flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
> flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

Al fine di minimizzare tale rischio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato *over the counter* (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare *currency forward*, *cross currency interest rate swap, currency option*. 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.
I *cross currency interest rate swap* sono utilizzati per trasformare una passività a lungo termine denominata in divisa estera, a tasso fisso o variabile, in un'equivalente passività denominata in euro, a tasso fisso o variabile. Oltre ad avere i nozionali di riferimento denominati in divise diverse, tali strumenti differiscono dagli *interest rate swap* in quanto prevedono sia lo scambio periodico di flussi di interesse sia lo scambio finale dei flussi di capitale.
I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "*strike*"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable*

forward) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Le *currency option* prevedono l'acquisto (o la vendita) del diritto di scambiare, a una certa data futura, due flussi di capitale denominati in divise diverse a condizioni contrattuali predeterminate (il tasso di cambio contrattuale rappresenta lo *strike* dell'opzione); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2010 e del 31 dicembre 2009, il nozionale delle operazioni in essere suddiviso per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2010	2009
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	13.934	12.606
Contratti *currency forward* a copertura del rischio cambio *commodity*	7.055	5.072
Contratti *currency forward* a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	554	594
Contratti *currency forward* a copertura delle *commercial paper*	334	162
Altri contratti *forward*	230	210
Opzioni a copertura del rischio cambio *commodity*	-	102
Totale	**22.107**	**18.746**

In particolare si evidenziano:

> contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 13.934 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta diversa dall'euro (12.606 milioni di euro al 31 dicembre 2009);

> contratti *currency forward* con un ammontare nozionale di 7.609 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso agli acquisti di combustibile, alle importazioni di energia elettrica e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (5.666 milioni di euro al 31 dicembre 2009); e

> contratti *currency forward* con un ammontare nozionale di 334 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle *commercial paper* emesse in valute diverse dall'euro (162 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Alla fine del 2010 erano inoltre in essere contratti *currency forward* con ammontare nozionale di 230 milioni di euro (210 milioni di euro al 31 dicembre 2009) non direttamente connessi a singole esposizioni al rischio di cambio.

Nella tabella seguente vengono forniti, alle date del 31 dicembre 2010 e del 31 dicembre 2009, il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su tasso di cambio suddivisi per designazione contabile (IAS 39).

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009
Derivati *cash flow hedge*:								
- *currency forward*	3.014	3.229	(11)	(1)	34	59	(45)	(60)
- CCIRS	13.419	12.084	(886)	(1.555)	671	207	(1.557)	(1.762)
Derivati *fair value hedge*:								
- CCIRS	515	522	(6)	(50)	15	2	(21)	(52)
Derivati *net investment in a foreign operation*:								
- *currency forward*	-	319	-	(9)	-	-	-	(9)
Derivati di *trading*:								
- *currency forward*	5.159	2.490	(73)	4	55	35	(128)	(31)
- *option*	-	102	-	(3)	-	-	-	(3)
Totale *forward*	**8.173**	**6.038**	**(84)**	**(6)**	**89**	**94**	**(173)**	**(100)**
Totale *option*	**-**	**102**	**-**	**(3)**	**-**	**-**	**-**	**(3)**
Totale CCIRS	**13.934**	**12.606**	**(892)**	**(1.605)**	**686**	**209**	**(1.578)**	**(1.814)**
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**22.107**	**18.746**	**(976)**	**(1.614)**	**775**	**303**	**(1.751)**	**(1.917)**

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

Flussi di cassa attesi da derivati su tassi di cambio

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2010	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre
Derivati CFH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	705	112	82	89	176	41	583
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(1.602)	(136)	(259)	(70)	(227)	(311)	(710)
Derivati FVH su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	15	8	8	6	(3)	11	(13)
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(21)	(2)	(16)	(2)	(1)	-	-
Derivati di *trading* su cambio							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	55	49	4	2	-	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(128)	(120)	(10)	(1)	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento finanziario del Gruppo, si rileva che il 30% (27% al 31 dicembre 2009) dell'indebitamento a medio e lungo termine è espresso in valute diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa nella valuta di conto del Paese in cui opera la società del Gruppo detentrice della posizione debitoria, la percentuale di indebitamento in valuta diversa dall'euro non coperta dal rischio cambio si riduce a circa il 2% (3% al 31 dicembre 2009), quota che si ritiene non possa avere impatti significativi sul Conto economico nell'ipotesi di variazione dei tassi di cambio di mercato.

Al 31 dicembre 2010, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro si fosse apprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più basso di 1.449 milioni di euro (1.348 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito del decremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*. Viceversa, se il tasso di cambio dell'euro verso il dollaro a tale data si fosse deprezzato del 10%, a parità di ogni altra variabile, il patrimonio netto sarebbe stato più alto di 1.780 milioni di euro (1.633 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a seguito dell'incremento del *fair value* dei derivati su cambi di *cash flow hedge*.

Rischio prezzo *commodity*

Enel è esposta al rischio legato alla variazione del prezzo *commodity* derivante sia dall'attività di acquisto dei combustibili per le centrali elettriche e di compravendita di gas mediante contratti indicizzati, sia dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato *spot* dell'energia elettrica).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati vengono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

Enel utilizza varie tipologie di contratti derivati con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* energetiche e nell'ambito dell'attività di *proprietary trading* (principalmente *forward*, *swap*, opzioni su *commodity*, *future*, contratti per differenza).

Enel gestisce in maniera separata i rischi derivanti dalla compravendita di *commodity* destinate alle attività "*core*" del Gruppo e i rischi generati dalle attività di *proprietary trading*. Definisce e assegna per ogni società/*business unit* limiti di rischio specifici per ogni tipologia di *commodity* nell'ambito di ogni portafoglio, industriale o di *proprietary trading*. Valuta e monitora il rispetto dei limiti di rischio assegnati in termini di *Profit at Risk* per le esposizioni mensili generate dai portafogli industriali di *commodity* energetiche, e in termini di *Value at Risk* per le esposizioni giornaliere generate dalle attività di *proprietay trading*.

In relazione all'energia venduta dal Gruppo, Enel ricorre alla stipula di contratti a prezzo fisso attraverso bilaterali fisici e contratti finanziari (per es., contratti per differenza, VPP ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso in cui il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo *strike,* e a favore di Enel nel caso contrario.

L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato *spot*, non coperte dai suddetti contratti, è valutata e gestita in funzione di una stima dell'andamento dei costi di generazione. Le posizioni residue così determinate sono prevalentemente aggregate su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato.

Nella tabella seguente vengono forniti il nozionale e il *fair value* dei contratti derivati su *commodity* al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		*Fair value* attività		*Fair value* passività	
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009
Derivati *cash flow hedge*:								
- "Contratti per differenza a due vie"	442	130	8	2	9	2	(1)	-
- *swap* su *commodity* petrolifere	89	183	11	(5)	11	2	-	(7)
- derivati su carbone	830	858	173	(83)	175	11	(2)	(94)
- altri derivati su energia	1.420	531	35	(5)	56	16	(21)	(21)
- derivati su altre *commodity*	524	367	48	54	48	54	-	-
Derivati di *trading*:								
- "Contratti per differenza a due vie"	1.532	1.562	38	30	38	30	-	-
- *swap* su *commodity* petrolifere	5.489	1.919	98	17	312	104	(214)	(87)
- derivati su carbone	896	1.260	31	(2)	147	85	(116)	(87)
- *future/option* su *commodity* petrolifere	229	233	(5)	3	3	15	(8)	(12)
- *swap* su *gas transmission fee*	-	17	-	(2)	-	-	-	(2)
- altri derivati su energia	11.510	10.964	(93)	36	21	339	(114)	(303)
- derivati impliciti	432	578	(356)	(441)	8	5	(364)	(446)
- derivati su altre *commodity*	445	637	21	28	38	53	(17)	(25)
TOTALE DERIVATI SU *COMMODITY*	**23.838**	**19.239**	**9**	**(368)**	**866**	**716**	**(857)**	**(1.084)**

I derivati classificati di *cash flow hedge* si riferiscono a posizioni fisiche sottostanti e, quindi, a ogni variazione positiva (negativa) del *fair value* della *commodity* fisica sottostante corrisponde una variazione negativa (positiva) del *fair value* dello strumento derivato, pertanto l'impatto a Conto economico è pari a zero. Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul patrimonio netto al 31 dicembre 2010 (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%	Scenario	+10%
		al 31.12.2010	
Fair value CFD a due vie di *cash flow hedge*	52	8	(35)
Fair value derivati su *commodity* petrolifere di *cash flow hedge*	22	11	1
Fair value derivati su carbone di *cash flow hedge*	88	173	258
Fair value derivati su energia di *cash flow hedge*	172	35	(104)
Fair value derivati su gas di *cash flow hedge*	(10)	48	105

Nella seguente tabella sono evidenziati il *fair value* dei derivati e il conseguente impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto al 31 dicembre 2010 (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%	Scenario	+10%
		al 31.12.2010	
Fair value "Contratti per differenza" a due vie di *trading*	123	38	(47)
Fair value derivati su *commodity* energetiche di *trading* (dipendente dal prezzo *commodity* petrolifere)	88	93	97
Fair value derivati su carbone di *trading*	46	31	14
Fair value derivati su energia di *trading*	(296)	(93)	97
Fair value derivati su altre *commodity* di *trading*	13	21	28

I derivati impliciti sono relativi a contratti di acquisto e vendita di energia stipulati da Slovenské elektrárne in Slovacchia. Il valore di mercato complessivo al 31 dicembre 2010 risulta negativo per 356 milioni di euro, di cui:

a. 8 milioni di euro positivi relativi a un derivato implicito il cui *fair value* dipende dall'inflazione USA, dal prezzo dell'alluminio sul London Metal Exchange e dal tasso di cambio euro (EUR)/dollaro statunitense (USD);
b. 206 milioni di euro negativi relativi a un derivato implicito sul tasso di cambio EUR/USD;
c. 158 milioni di euro negativi relativi a un derivato sul prezzo del gas.

Nelle tabelle successive è indicato il *fair value* al 31 dicembre 2010, nonché il suo ammontare atteso conseguente a un incremento e a un decremento del 10% dei fattori di rischio sottostanti.

Fair value derivato implicito (a)

Milioni di euro	Inflazione USA	Prezzo *spot* alluminio	Cambio EUR/USD
Decremento del 10%	10	2	7
Scenario al 31.12.2010	8	8	8
Incremento del 10%	7	18	9

Fair value derivato implicito (b)

Milioni di euro	Cambio EUR/USD
Decremento del 10%	(221)
Scenario al 31.12.2010	(206)
Incremento del 10%	(192)

Fair value derivato implicito (c)

Milioni di euro	Prezzo gas
Decremento del 10%	(141)
Scenario al 31.12.2010	(158)
Incremento del 10%	(173)

Nella tabella seguente sono evidenziati i flussi di cassa attesi negli esercizi a venire relativi a tutti i predetti strumenti finanziari derivati su *commodity*.

Milioni di euro	*Fair value*	Stratificazione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2010	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre
Derivati *cash flow hedge*:							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	299	253	36	2	2	2	4
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(24)	(19)	(5)	-	-	-	-
Derivati di *trading*:							
Derivati attivi (*fair value* positivo)	567	502	53	11	1	-	-
Derivati passivi (*fair value* negativo)	(833)	(552)	(151)	(130)	-	-	-

Rischio di credito

Il Gruppo Enel gestisce questo tipo di rischio scegliendo esclusivamente controparti con elevato *standing* creditizio considerate solvibili dal mercato e non presenta significative concentrazioni del rischio di credito.
Il rischio di credito originato da posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati è considerato di entità marginale, in quanto le controparti delle predette operazioni sono selezionate nell'ambito delle primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti e attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio.
Inoltre, Enel ha sottoscritto con le principali istituzioni finanziarie con cui opera accordi di marginazione che prevedono lo scambio di *cash collateral*, in grado di mitigare significativamente l'esposizione al rischio di controparte.

Nell'ambito del processo di approvvigionamento di combustibili per la generazione termoelettrica e delle operazioni di vendita e distribuzione di energia elettrica, della distribuzione di gas e della vendita di gas ai clienti eligibili, Enel impegna linee di credito commerciali verso controparti esterne. La scelta di tali controparti è attentamente monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di *"default"* della controparte.

Rischio di liquidità

Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria centralizzata a livello di Gruppo (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate International Endesa BV ed Endesa Capital SA), sopperendo ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e utilizzando una pluralità di fonti di finanziamento; inoltre, assicura un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel, nonostante la recente crisi dei mercati finanziari, sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2010 emissioni obbligazionarie riservate ai risparmiatori *retail* italiani ed europei per complessivi 3 miliardi di euro ed è stata stipulata da parte di Enel SpA e della sua controllata Enel Finance International NV una linea di credito rotativa quinquennale da 10 miliardi di euro fruibile per la gestione del capitale circolante (non connessa dunque al programma di rifinanziamento del debito in essere).

Al 31 dicembre 2010 il Gruppo Enel aveva a disposizione complessivamente circa 5,2 miliardi di euro di disponibilità di cassa o mezzi equivalenti, di cui 1,8 miliardi di euro in capo a Endesa, nonché *committed credit lines* disponibili per 20,2 miliardi di euro, di cui 6,7 miliardi in capo a Endesa. I limiti totali delle *committed credit lines* ammontano a 29,2 miliardi di euro (utilizzate per 9 miliardi di euro), di cui 8,6 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 1,8 miliardi di euro); inoltre, il Gruppo dispone di *uncommitted credit lines* per 2,7 miliardi di euro (utilizzate per 0,5 miliardi di euro), di cui 1,6 miliardi di euro in capo a Endesa (utilizzate per 0,4 miliardi di euro).
Infine, il Gruppo ha a disposizione programmi di *commercial paper* per un limite massimo complessivo di 11 miliardi di euro (utilizzati per 7,4 miliardi di euro), di cui 5 miliardi di euro in capo a Endesa tramite le sue controllate (utilizzati per 2 miliardi di euro).

6
Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2009

> acquisizione, in data 9 gennaio 2009, del 100% di KJWB (oggi Endesa Ireland), operante in Irlanda nel settore della generazione di energia elettrica; essendo controllata da Endesa, la società è consolidata con il metodo proporzionale fino al 25 giugno 2009 e, successivamente a tale data, con il metodo integrale;

> cessione, in data 1° aprile 2009, dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT), società cui Enel Distribuzione ha conferito, con effetto dal 1° gennaio 2009, un ramo di azienda costituito dalle linee di alta tensione e dai rapporti giuridici inerenti;

> acquisizione, in data 25 giugno 2009, da parte di Enel, tramite la sua controllata Enel Energy Europe, del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto, direttamente e indirettamente, da Acciona. A seguito di tale operazione, Enel detiene nel capitale di Endesa una partecipazione pari al 92,06% e ha il pieno controllo della società spagnola. Conseguentemente, a partire da tale data il metodo di consolidamento di Endesa nel Gruppo Enel passa da proporzionale a integrale con evidenza delle quote di minoranza corrispondenti al 7,94% del suo capitale;

> cessione, in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia, società russa posseduta sino a tale data al 100% da Artic Russia su cui Enel ed Eni esercitano un controllo congiunto rispettivamente al 40% e al 60%. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel, per mezzo di Artic Russia, un'influenza notevole sulla gestione della società, SeverEnergia viene valutata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché consolidata con il metodo proporzionale;

> cessione, in data 30 settembre 2009, da parte di Enel Distribuzione dell'80% del capitale di Enel Rete Gas. A seguito di tale operazione la partecipazione di Enel in Enel Rete Gas passa dal 99,88% al 19,8% con la conseguente perdita del controllo. Tenendo conto degli attuali strumenti di *governance* che consentono a Enel un'influenza notevole sulla gestione della società, Enel Rete Gas viene valutata, a partire da tale data, con il metodo del patrimonio netto anziché consolidata con il metodo integrale.

2010

> costituzione della società SE Hydropower, attiva nella generazione di energia elettrica nella provincia di Bolzano, che il Gruppo consolida a partire dal 1° giugno 2010 con il metodo integrale pur detenendo il 40% a seguito di specifici patti parasociali che regolano la

governance della società; a tal proposito si segnala che i *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte con tale operazione sono iscritti in via provvisoria in attesa di definizione puntuale, secondo quanto previsto dall'IFRS 3;

> cessione, in data 1° luglio 2010, del 50,01% del capitale di Endesa Hellas, società operante in Grecia nel settore della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili;

> cessione, in data 17 dicembre 2010, dell'80% del capitale di Nubia 2000, società titolare delle attività (acquisite in corso d'anno da Endesa Gas) nel settore del trasporto e della distribuzione di gas in Spagna; nel perimetro della vendita è ricompresa una partecipazione del 35% in Gas Aragon, acquisita precedentemente da Nubia 2000.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisto alle attività acquisite e delle passività assunte relative alla quota del 25,01% di Endesa

A seguito dell'acquisizione effettuata in data 25 giugno 2009 del 25,01% del capitale sociale di Endesa detenuto, direttamente e indirettamente, da Acciona, Enel a partire da tale data detiene nel capitale della società spagnola una partecipazione pari al 92,06% e ne ha il pieno controllo.

Conformemente a quanto disciplinato dall'IFRS 3, nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 la determinazione dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in essere alla data dell'acquisizione era stata effettuata su base provvisoria, poiché alla data di redazione del bilancio non erano stati ancora finalizzati alcuni processi valutativi relativi a tale seconda aggregazione. Lo Stato patrimoniale incluso nel Bilancio consolidato al 31 dicembre 2009 recepiva alcune rettifiche apportate, quale allocazione provvisoria alla data della seconda aggregazione, dovute essenzialmente alla rettifica delle passività connesse a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione di energia elettrica in Spagna.

Il *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte è stato determinato in via definitiva nel primo semestre del 2010 entro i termini previsti dall'IFRS 3 (nella versione 2003 applicabile fino al 1° gennaio 2010) e l'eccedenza del prezzo di acquisizione rispetto al *fair value* delle attività nette acquisite, quantificato in 3.424 milioni di euro, è stata rilevata come avviamento.

Nella seguente tabella è esposta la determinazione definitiva dell'avviamento relativo all'acquisizione del 25,01% di Endesa.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione (1)	**5.395**
Rettifiche per valutazione al *fair value*: (2)	
- attività materiali	262
- attività immateriali	587
- altre attività	31
- altre passività non correnti	1.109
- passività per imposte differite nette	(593)
- minoritari	(526)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione (1)	**6.265**
Valore dell'operazione (3)	9.689
Avviamento	**3.424**

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 25,01%.
(2) Le rettifiche sono determinate con riferimento alla quota del 32,95%, che include la quota attribuibile ai soci minoritari.
(3) Inclusi oneri accessori.

Si segnala che il valore dell'avviamento, pari a 3.424 milioni di euro, conformemente all'IFRS 3, riflette il maggior valore del costo di acquisto rispetto al *fair value* delle attività nette acquisite ed è riferibile ai benefíci economici futuri derivanti da attività che non possono essere identificate separatamente ai sensi del suddetto principio contabile.

Nella seguente tabella sono esposti i *fair value* provvisori e definitivi delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del 25 giugno 2009, con evidenza di quanto contabilizzato a seguito dell'allocazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2009 e di quanto contabilizzato nel 2010 a seguito dell'allocazione definitiva.

Situazione contabile Endesa alla data di acquisizione (25,01%)

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 25.06.2009	Rettifiche per valutazione al *fair value* effettuate in via provvisoria al 31.12.2009	Rettifiche per valutazione al *fair value* effettuate in via definitiva nel 2010	Valori rideterminati al 25.06.2009
Attività materiali	13.171	37	225	13.433
Attività immateriali	4.455	-	587	5.042
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	1.702	-	-	1.702
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	560	-	-	560
Altre attività correnti e non	4.693	31	-	4.724
Totale attività	**24.581**	**68**	**812**	**25.461**
Patrimonio netto di Gruppo	**5.395**	**624**	**246**	**6.265**
Minoritari	4.122	210	316	4.648
Indebitamento finanziario	6.686	-	-	6.686
Debiti commerciali	1.575	-	-	1.575
Passività finanziarie e altre passività correnti e non	5.382	(766)	250	4.866
Benefíci relativi al personale e fondi rischi	1.421	-	-	1.421
Totale patrimonio netto e passività	**24.581**	**68**	**812**	**25.461**

Le principali rettifiche, i cui effetti sono sopra riepilogati, dei *fair value* delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte sono riconducibili ai seguenti fenomeni:

> adeguamento del valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo *fair value*;

> adeguamento del valore di alcune passività connesse a talune tipologie di impianti della rete di trasmissione elettrica in Spagna;

> determinazione, ove applicabile, degli effetti fiscali sulle rettifiche sopra descritte;

> allocazione, ove applicabile, delle suddette rettifiche al patrimonio netto di terzi.

Rispetto alla determinazione provvisoria effettuata al 31 dicembre 2009, l'identificazione delle ulteriori rettifiche ha generato un maggior valore delle attività nette acquisite (al netto della quota attribuibile ai soci minoritari) per 984 milioni di euro e, in conformità con quanto previsto dall'IFRS 3 per le aggregazioni aziendali in più fasi, tale adeguamento è stato riflesso, nella ragione del 67,05%, a incremento del patrimonio netto di Gruppo per un ammontare pari a 656 milioni di euro. Tenuto conto dell'effetto, rilevato già in sede di allocazione provvisoria al 31 dicembre 2009, per 1.670 milioni di euro, l'incremento complessivo del patrimonio netto di Gruppo dovuto al 67,05% delle rettifiche individuate è di 2.326 milioni di euro.

7

Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal *management* per monitorare le *performance* del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.

Risultati per area di attività del 2010 e del 2009

Risultati 2010 (1)

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	18.499	12.173	106	2.991	31.022	6.203	1.934	358	102	(11)	73.377
Ricavi intersettoriali	198	5.367	502	4.436	241	157	245	321	1.031	(12.498)	-
Totale ricavi	**18.697**	**17.540**	**608**	**7.427**	**31.263**	**6.360**	**2.179**	**679**	**1.133**	**(12.509)**	**73.377**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(587)	788	-	-	28	(29)	89	(9)	-	-	280
Risultato operativo	**58**	**1.832**	**10**	**2.911**	**4.643**	**903**	**966**	**(75)**	**26**	**(16)**	**11.258**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.184)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.401
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.673**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**5.673**
Attività operative	**6.162**	**14.934**	**316**	**17.680**	**77.764** (2)	**13.103** (5)	**9.654** (8)	**1.075**	**2.529**	**(5.732)**	**137.485**
Passività operative	**5.673**	**4.467**	**374**	**5.825**	**13.500** (3)	**5.184** (6)	**1.235** (9)	**1.166**	**1.543**	**(5.734)**	**33.233**
Investimenti	**62**	**648**	**5**	**1.147**	**2.866** (4)	**1.210** (7)	**1.065** (10)	**7**	**80**	**-**	**7.090**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 76 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(7) Il dato non include 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(8) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(9) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(10) Il dato non include 11 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2009 *restated* [1] [2]

Milioni di euro	Mercato	GEM	Ing. e Inn.	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Capogr.	Servizi e Altre attività	Elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	20.034	12.393	212	2.608	21.797	5.386	1.520	335	116	(39)	**64.362**
Ricavi intersettoriali	296	5.984	691	4.665	3	182	231	302	976	(13.330)	-
Totale ricavi	**20.330**	**18.377**	**903**	**7.273**	**21.800**	**5.568**	**1.751**	**637**	**1.092**	**(13.369)**	**64.362**
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*	(871)	811	-	-	173	31	116	4	-	-	264
Risultato operativo	**10**	**2.482**	**14**	**3.137**	**3.659**	**808**	**938**	**(34)**	**23**	**(5)**	**11.032**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.687)
Imposte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.597
Risultato delle *continuing operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.748**
Risultato delle *discontinued operations*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(158)**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**6.590**
Attività operative	6.598	15.054	342	17.272	80.799 [4]	12.292	6.423	1.229	2.197	(6.142)	**136.064**
Passività operative	5.471	4.218	363	5.651	13.034 [5]	4.786	804	1.090	1.612	(4.981)	**32.048**
Investimenti	80	783	5	1.112 [3]	2.962 [6]	1.014	771	6	92	-	**6.825**

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
(3) Il dato non include 63 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 485 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 102 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Il dato non include 134 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated* [1]
Totale attività	**168.052**	**162.331**
Attività di natura finanziaria e disponibilità liquide	22.934	18.480
Attività di natura fiscale	7.633	7.787
Attività di settore	**137.485**	**136.064**
- di cui:		
Mercato	6.162	6.598
Generazione ed Energy Management	14.934	15.054
Ingegneria e Innovazione	316	342
Infrastrutture e Reti	17.680	17.272
Iberia e America Latina (2)	77.764	80.799
Internazionale [3]	13.103	12.292
Energie Rinnovabili [4]	9.654	6.423
Capogruppo	1.075	1.229
Servizi e Altre attività	2.529	2.197
Elisioni e rettifiche	(5.732)	(6.142)
Totale passività	**114.507**	**116.398**
Passività di natura finanziaria e finanziamenti	68.683	71.141
Passività di natura fiscale	12.591	13.209
Passività di settore	**33.233**	**32.048**
- di cui:		
Mercato	5.673	5.471
Generazione ed Energy Management	4.467	4.218
Ingegneria e Innovazione	374	363
Infrastrutture e Reti	5.825	5.651
Iberia e America Latina [5]	13.500	13.034
Internazionale [6]	5.184	4.786
Energie Rinnovabili [7]	1.235	804
Capogruppo	1.166	1.090
Servizi e Altre attività	1.543	1.612
Elisioni e rettifiche	(5.734)	(4.981)

(1) I dati sono stati rideterminati (*restated*) per effetto dell'applicazione retroattiva di alcuni princípi contabili, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione del 25,01% del capitale sociale di Endesa.
(2) Di cui 484 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita"al 31 dicembre 2010 (485 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(3) Di cui 592 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(4) Di cui 399 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(5) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010 (102 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
(6) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.
(7) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2010.

Informazioni sul Conto economico consolidato

Ricavi

8.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 71.943 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	64.045	56.285	7.760
Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	3.574	2.996	578
Ricavi da vendita di combustibili	449	301	148
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	1.429	1.012	417
Ricavi per lavori in corso su ordinazione	170	420	(250)
Altre vendite e prestazioni	2.276	1.484	792
Totale	**71.943**	**62.498**	**9.445**

I "Ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" comprendono prevalentemente ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato nazionale di maggior tutela per 9.588 milioni di euro (10.458 milioni di euro nel 2009) e di salvaguardia per 757 milioni di euro (743 milioni di euro nel 2009), ricavi da vendita di energia elettrica sulla Borsa dell'energia elettrica e ad altri rivenditori in Italia per 8.491 milioni di euro (8.743 milioni di euro nel 2009), ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica sul mercato nazionale libero per 7.521 milioni di euro (7.380 milioni di euro nel 2009), nonché ricavi da vendite di energia e trasporto effettuate all'estero per complessivi 36.210 milioni di euro (28.869 milioni di euro nel 2009).

In particolare, i ricavi da vendita e trasporto di energia elettrica all'estero risentono, oltre che del cambio di metodo di consolidamento di Endesa a partire dal mese di giugno 2009, degli effetti (pari a 2.180 milioni di euro) connessi all'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della nuova regolamentazione tariffaria nel mercato spagnolo di vendita e distribuzione di energia con l'introduzione della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR). Tale applicazione ha comportato la rilevazione separata nel Conto economico dei ricavi e dei costi riferiti rispettivamente alla vendita e all'acquisto di energia elettrica comprensivi dei relativi costi di trasporto, che venivano invece compensati antecedentemente a tale modifica.

I "Ricavi da vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali" ammontano nel 2010 a 3.574 milioni di euro e comprendono ricavi da vendita e trasporto di gas naturale in Italia per 2.244 milioni di euro (2.139 milioni di euro nel 2009) e ricavi da vendite di gas naturale all'estero per 1.330 milioni di euro (857 milioni di euro nel 2009).

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 449 milioni di euro, includono nel 2010 vendite di gas naturale per 179 milioni di euro (73 milioni di euro nel 2009), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 270 milioni di euro (228 milioni di euro nel 2009).

I "Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas" includono l'effetto dell'applicazione dell'IFRIC 18 per 548 milioni di euro nel 2010 (327 milioni di euro nel 2009).

I "Ricavi per lavori in corso su ordinazione" si riferiscono alle attività di ingegneria e costruzioni per clienti terzi.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*
Italia	30.767	30.770
Europa	27.586	21.548
Americhe	9.907	8.374
Russia	3.492	1.746
Altre	191	60
Totale	**71.943**	**62.498**

8.b Altri ricavi - *Euro 1.434 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Rimborso *stranded cost* per gas nigeriano	-	145	(145)
Contributi a preventivo e altri contributi	21	198	(177)
Rimborsi vari	107	176	(69)
Plusvalenze da cessione attività	127	363	(236)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	33	49	(16)
Premi per continuità del servizio	100	106	(6)
Altri ricavi	1.046	827	219
Totale	**1.434**	**1.864**	**(430)**

Il "Rimborso *stranded cost* per gas nigeriano" si riferisce nel 2009 al contributo ricevuto per gli oneri non recuperabili dal sistema elettrico riferibili alla fornitura di gas nigeriano per le centrali di produzione di energia elettrica; a decorrere dal 1° gennaio 2010 il diritto al rimborso è cessato e pertanto non sono rilevati ricavi in tale voce nell'esercizio corrente.

I "Contributi a preventivo e altri contributi" sono relativi a proventi realizzati su allacciamenti a preventivo della rete di energia elettrica e gas.

I "Rimborsi vari" accolgono per 42 milioni di euro rimborsi vari da clienti (152 milioni di euro nel 2009).

Le "Plusvalenze da cessione attività" sono pari nel 2010 a 127 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente alla plusvalenza rilevata sulla cessione delle reti elettriche di alta tensione spagnole (55 milioni di euro) e al risultato positivo della cessione dell'80% delle attività di distribuzione di gas in Spagna (15 milioni di euro). Nel 2009 la stessa voce ammonta a 363 milioni di euro ed è riferita alla plusvalenza realizzata a seguito della cessione dell'intero capitale di Enel Linee Alta Tensione (ELAT) avvenuta in data 1° aprile 2009 (295 milioni di euro) e al provento derivante dalla cessione, avvenuta in data 23 settembre 2009, del 51% del capitale di SeverEnergia (68 milioni di euro).

Costi

9.a Materie prime e materiali di consumo - *Euro 36.457 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Energia elettrica	24.714	23.660	1.054
Combustibili e gas	9.422	7.570	1.852
Materiali	2.321	1.408	913
Totale	**36.457**	**32.638**	**3.819**
- di cui costi per materiali capitalizzati	*(1.057)*	*(926)*	*(131)*

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 6.066 milioni di euro (6.770 milioni di euro nel 2009), quelli dal Gestore dei Mercati Energetici per 3.347 milioni di euro (4.456 milioni di euro nel 2009), nonché l'effetto (743 milioni di euro) derivante dall'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) citata nel commento ai ricavi di vendita di energia elettrica.

Gli acquisti di "Combustibili e gas" si riferiscono agli acquisti di gas naturale per 4.844 milioni di euro (3.907 milioni di euro nel 2009) e agli acquisti di altri combustibili per 4.578 milioni di euro (3.663 milioni di euro nel 2009).

9.b Servizi - *Euro 13.628 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Vettoriamenti passivi	8.436	5.407	3.029
Manutenzioni e riparazioni	1.236	1.154	82
Spese telefoniche e postali	314	281	33
Servizi di comunicazione	139	143	(4)
Servizi informatici	177	171	6
Godimento beni di terzi	599	519	80
Altri servizi	2.727	2.329	398
Totale	**13.628**	**10.004**	**3.624**

I costi per servizi del 2010, pari a 13.628 milioni di euro, includono la contribuzione di Endesa per 8.255 milioni di euro (5.175 milioni di euro nel 2009); tale voce risente dei cambiamenti regolatori derivanti dall'applicazione, a partire dal 1° luglio 2009, della citata *Tarifa de Ultimo Recurso* (TUR) per 1.437 milioni di euro, nonché del cambio del metodo di consolidamento di Endesa.

9.c Costo del personale - *Euro 4.907 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Salari e stipendi	3.370	3.099	271
Oneri sociali	839	794	45
Trattamento di fine rapporto	116	111	5
Altri costi	582	904	(322)
Totale	**4.907**	**4.908**	**(1)**
- di cui capitalizzati	*(708)*	*(667)*	*(41)*

Il costo del personale dell'esercizio 2010 rimane sostanzialmente stabile grazie alla compensazione avvenuta tra gli incrementi dei salari dovuti agli adeguamenti retributivi decorrenti dal 1° gennaio 2009 conseguenti al rinnovo del contratto di lavoro del settore elettrico in Italia e la riduzione degli "Altri costi", che includono gli oneri connessi a esodi incentivati per 388 milioni di euro (713 milioni di euro nel 2009). Inoltre, si segnala che il costo per *termination benefit* rilevato nel 2010 ammonta a 206 milioni di euro (232 milioni di euro nel 2009).

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2010.

	Consistenza media [1]			Consistenza [1]
	2010	2009	2010-2009	**al 31.12.2010** [2]
Dirigenti	1.336	1.309	27	1.256
Quadri	14.110	8.171	5.939	14.255
Impiegati	42.669	45.884	(3.215)	42.166
Operai	21.798	22.739	(941)	20.636
Totale	**79.913**	**78.103**	**1.810**	**78.313**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.
(2) Include 2.324 unità correlate alle "Attività possedute per la vendita".

9.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 6.222 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Ammortamenti delle attività materiali	4.407	4.054	353
Ammortamenti delle attività immateriali	865	520	345
Perdite di valore	950	765	185
Totale	**6.222**	**5.339**	**883**

Gli "Ammortamenti delle attività materiali", pari a 4.407 milioni di euro nel 2010, includono la contribuzione di Endesa, pari a 2.216 milioni di euro (1.886 milioni di euro nel 2009).
La voce "Perdite di valore" nel 2010 include per 717 milioni di euro (547 milioni di euro nel 2009) la svalutazione di crediti commerciali, oltre che l'adeguamento di valore rilevato sull'avviamento di Endesa Ireland per 115 milioni di euro sulla base dello stato delle trattative alla data della chiusura del presente Bilancio.

9.e Altri costi operativi - *Euro 2.950 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	393	268	125
Oneri per acquisto di certificati verdi	223	426	(203)
Imposte e tasse	1.057	657	400
Minusvalenze da cessione attività	3	2	1
Altri	1.274	945	329
Totale	**2.950**	**2.298**	**652**

Le "Imposte e tasse" includono nel 2010 gli oneri di sistema (233 milioni di euro) attribuiti dal regio decreto n. 14/2010 alle società di generazione in Spagna non da fonte rinnovabile.

9.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.765) milioni*

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 708 milioni di euro a costi del personale e per 1.057 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 667 milioni di euro e 926 milioni di euro nell'esercizio 2009).

Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity*

10. Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio *commodity* - *Euro 280 milioni*

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio *commodity* si riferiscono per 342 milioni di euro a proventi netti realizzati su posizioni chiuse nel corso dell'esercizio, il cui effetto è parzialmente compensato da oneri netti da valutazione dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2010 per 62 milioni di euro.

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Proventi			
Da valutazione su "Contratti per differenza" in essere a fine esercizio	3	-	3
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	588	67	521
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**591**	**67**	**524**
Realizzati su "Contratti per differenza a due vie"	15	-	15
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	1.038	651	387
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**1.053**	**651**	**402**
Totale proventi	**1.644**	**718**	**926**
Oneri			
Da valutazione su altri contratti in essere a fine esercizio	(653)	(72)	(581)
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	**(653)**	**(72)**	**(581)**
Realizzati su "Contratti per differenza" chiusi nell'esercizio	-	(41)	41
Realizzati su altri contratti chiusi nell'esercizio	(711)	(341)	(370)
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	**(711)**	**(382)**	**(329)**
Totale oneri	**(1.364)**	**(454)**	**(910)**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA GESTIONE RISCHIO *COMMODITY*	**280**	**264**	**16**
- di cui per derivati di trading*/non copertura IFRS/IAS*	265	260	5
- di cui quota inefficace su CFH	-	-	-

11. Proventi/(Oneri) finanziari - *Euro (3.198) milioni*

Proventi finanziari

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Interessi e altri proventi da attività finanziarie (correnti e non correnti):			
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	35	253	(218)
- proventi finanziari su titoli non correnti designati a *fair value through profit or loss*	2	3	(1)
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	223	88	135
Totale interessi e altri proventi da attività finanziarie	**260**	**344**	**(84)**
Differenze positive di cambio	**735**	**971**	**(236)**
Proventi da strumenti derivati:			
- proventi da derivati di *cash flow hedge*	726	374	352
- proventi da derivati a *fair value through profit or loss*	332	1.169	(837)
- proventi da derivati di *fair value hedge*	76	103	(27)
Totale proventi da strumenti derivati	**1.134**	**1.646**	**(512)**
Proventi da partecipazioni	**97**	**199**	**(102)**
Altri proventi	**350**	**433**	**(83)**
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	**2.576**	**3.593**	**(1.017)**

I proventi finanziari, pari a 2.576 milioni di euro, registrano una diminuzione di 1.017 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I proventi da strumenti finanziari derivati, pari a 1.134 milioni di euro, si riferiscono per 247 milioni di euro a proventi realizzati (240 milioni di euro nell'esercizio 2009) e per 887 milioni di euro a proventi da valutazione (1.406 milioni di euro nel 2009); in particolare, i proventi da valutazione del 2009 includono l'effetto positivo, pari a 970 milioni di euro, derivante dall'esercizio anticipato dell'opzione di vendita concessa ad Acciona nel contratto del 26 marzo 2007, realizzato attraverso l'operazione di acquisizione da parte di Enel della partecipazione del 25,01% posseduta, direttamente e indirettamente, da Acciona in Endesa e oggetto della citata opzione.

Oneri finanziari

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Interessi e altri oneri su debiti finanziari (correnti e non correnti):			
- interessi passivi su debiti verso banche	590	895	(305)
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.860	1.314	546
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	217	207	10
- oneri finanziari su titoli designati a *fair value through profit or loss*	-	-	-
- commissioni passive relative a linee di credito non utilizzate	15	2	13
Totale interessi e altri oneri su debiti finanziari	**2.682**	**2.418**	**264**
Differenze negative di cambio	**1.244**	**954**	**290**
Oneri da strumenti derivati:			
- oneri da derivati di *cash flow hedge*	514	704	(190)
- oneri da derivati a *fair value through profit or loss*	482	280	202
- oneri da derivati di *fair value hedge*	13	55	(42)
Totale oneri da strumenti derivati	**1.009**	**1.039**	**(30)**
Attualizzazione TFR e altri benefíci ai dipendenti	**278**	**228**	**50**
Attualizzazione altri fondi	**252**	**370**	**(118)**
Oneri da partecipazioni	**1**	**52**	**(51)**
Altri oneri	**308**	**273**	**35**
TOTALE ONERI FINANZIARI	**5.774**	**5.334**	**440**

Gli oneri finanziari, pari a 5.774 milioni di euro, sono in aumento di 440 milioni di euro rispetto al 2009.

In particolare, gli "Interessi e altri oneri su debiti finanziari" sono essenzialmente influenzati dal consolidamento integrale del debito di Endesa, nonché dalla strategia di rifinanziamento del debito intrapresa l'ultimo trimestre del 2009 e continuata nel 2010, volta ad allungare la vita media residua del debito e sostituire il *Credit Agreement*.

Le "Differenze negative di cambio", pari a 1.244 milioni di euro nel 2010 (954 milioni di euro nel 2009), risentono in principal modo dell'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro, coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*.

Gli "Oneri da strumenti derivati", pari a 1.009 milioni di euro, si riferiscono per 599 milioni di euro a oneri realizzati (540 milioni di euro nell'esercizio 2009) e per 410 milioni di euro a oneri da valutazione (499 milioni di euro nel 2009).

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 14 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Proventi da partecipazioni in società collegate	62	60	2
Oneri da partecipazioni in società collegate	(48)	(6)	(42)
Totale	**14**	**54**	**(40)**

13. Imposte - *Euro 2.401 milioni*

Milioni di euro

	2010	2009 *restated*	2010-2009
Imposte correnti	2.634	3.079	(445)
Imposta sostitutiva	-	15	(15)
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(106)	(293)	187
Imposte differite	(194)	(391)	197
Imposte anticipate	67	187	(120)
Totale	**2.401**	**2.597**	**(196)**

Le imposte dell'esercizio 2010 ammontano a 2.401 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 29,7% a fronte di un'incidenza del 27,8% nell'esercizio 2009.
Le imposte dell'esercizio stimate sulle società estere sono pari a 804 milioni di euro (830 milioni di euro nell'esercizio 2009). Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico di imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato.

Milioni di euro

	2010		2009 *restated*	
Risultato ante *imposte*	8.074		9.345	
Imposte teoriche	2.220	27,5%	2.571	27,5%
Differenze permanenti, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(302)	-3,7%	(378)	-4,0%
Affrancamento ex legge n. 244/07	-	-	(21)	-0,2%
Addizionale Ires (D.L. 112/08)	158	2,0%	204	2,2%
Differenze su stime imposte anni precedenti su società italiane	(48)	-0,6%	(155)	-1,7%
Irap	373	4,5%	376	4,0%
Totale	**2.401**	**29,7%**	**2.597**	**27,8%**

14. Risultato delle *discontinued operations* - *Euro 0 milioni*

Nell'esercizio 2009 la voce accoglie i risultati economici riferiti a Enel Rete Gas, al netto del relativo effetto fiscale, sino alla data del suo deconsolidamento, nonché gli effetti derivanti dalla cessione della stessa società avvenuta in data 30 settembre 2009. In particolare, tali risultati includono, oltre all'adeguamento del valore delle attività (136 milioni di euro), effettuato già nel corso del primo trimestre del 2009 quando le parti erano pervenute a una valutazione concorde delle attività e delle passività oggetto della cessione, anche il risultato negativo (73 milioni di euro) derivante dalla cessione stessa.

Milioni di euro

	2010	2009	2010-2009
Enel Rete Gas:			
Ricavi	-	233	(233)
Costi	-	(186)	186
Risultato operativo	-	47	(47)
Oneri finanziari netti	-	(20)	20
Imposte sul reddito	-	24	(24)
Risultato Enel Rete Gas	-	51	(51)
Adeguamento del valore della partecipazione e risultato della cessione di Enel Rete Gas	-	(209)	209
Risultato attività acquisite al fine della rivendita	-	-	-
RISULTATO *DISCONTINUED OPERATIONS*	**-**	**(158)**	**158**

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

Attivo

Attività non correnti

15. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 78.094 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2009 e 2010 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in *leasing*	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	**Totale**
Costo storico	310	8.972	91.803	383	1.027	444	141	6.772	109.852
Fondo ammortamento	-	4.097	44.702	284	537	147	80	-	49.847
Consistenza al 31.12.2008	**310**	**4.875**	**47.101**	**99**	**490**	**297**	**61**	**6.772**	**60.005**
Investimenti	3	56	1.390	12	82	29	6	4.649	6.227
Passaggi in esercizio	62	187	4.041	1	43	56	32	(4.422)	-
Differenze di cambio	14	(49)	446	(1)	16	7	-	118	551
Variazione perimetro di consolidamento	79	106	10.782	(2)	65	59	3	1.382	12.474
Ammortamenti	-	(241)	(3.453)	(18)	(101)	(15)	(20)	-	(3.848)
Perdite di valore	-	3	(77)	1	(2)	-	-	-	(75)
Altri movimenti	74	460	809	-	76	(62)	2	(16)	1.343
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(3)	(9)	205	(5)	(117)	-	-	(161)	(90)
Totale variazioni	**229**	**513**	**14.143**	**(12)**	**62**	**74**	**23**	**1.550**	**16.582**
Costo storico	539	9.726	109.399	389	1.189	533	184	8.322	130.281
Fondo ammortamento	-	4.338	48.155	302	637	162	100	-	53.694
Consistenza al 31.12.2009 *restated*	**539**	**5.388**	**61.244**	**87**	**552**	**371**	**84**	**8.322**	**76.587**
Investimenti	16	72	1.619	17	75	284	2	4.290	6.375
Passaggi in esercizio	-	102	3.587	1	36	-	12	(3.738)	-
Differenze di cambio	21	57	1.385	-	63	23	-	188	1.737
Variazione perimetro di consolidamento	3	18	115	1	1	-	-	40	178
Ammortamenti	-	(245)	(3.888)	(16)	(144)	(23)	(24)	-	(4.340)
Perdite di valore	(7)	-	(52)	-	-	-	-	(45)	(104)
Altri movimenti	12	(258)	179	1	(87)	(7)	(3)	91	(72)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(19)	(63)	(1.868)	-	6	-	-	(323)	(2.267)
Totale variazioni	**26**	**(317)**	**1.077**	**4**	**(50)**	**277**	**(13)**	**503**	**1.507**
Costo storico	565	10.115	138.809	409	1.738	756	202	8.825	161.419
Fondo ammortamento	-	5.044	76.488	318	1.236	108	131	-	83.325
Consistenza al 31.12.2010	**565**	**5.071**	**62.321**	**91**	**502**	**648**	**71**	**8.825**	**78.094**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 11.148 milioni di euro (10.212 milioni di euro al 31 dicembre 2009), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica per 7.925 milioni di euro (7.097 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e alla rete di distribuzione di

energia elettrica di Endesa per 2.615 milioni di euro (2.558 milioni di euro al 31 dicembre 2009).
La differenza dell'esercizio è dovuto alla cessione a Red Eléctrica de España (REE) di taluni *asset* di distribuzione di energia elettrica di alta tensione, in base a quanto disposto dalle disposizioni transitorie della legge spagnola n. 17/07; tale effetto è più che compensato dall'effetto della differenze cambi e dagli investimenti dell'esercizio.

I "Beni in *leasing"* includono alcuni beni che il Gruppo utilizza in Spagna, Francia, Grecia, America Latina e Slovacchia. In particolare, in Spagna si riferiscono a un contratto di "*tolling*" della durata di 25 anni secondo il quale Endesa ha a disposizione la capacità di generazione di un impianto a ciclo combinato per il quale Elecgas si impegna a trasformare il gas in energia elettrica fornita in cambio di un pedaggio remunerativo a un tasso del 9,62%. In Francia e Grecia si riferiscono invece a impianti eolici con durata decennale/quindicennale.
In America Latina i beni si riferiscono a un contratto di *leasing* di linee e impianti di trasmissione elettrica (Ralco-Charrúa), con una durata di 20 anni e con un tasso del 6,5%, nonché ad alcuni impianti a ciclo combinato (durata di otto anni e fruttiferi di interessi a un tasso variabile). I beni in *leasing* in Slovacchia sono relativi sostanzialmente agli accordi di "*sale and lease back*" dell'impianto nucleare V1 di Jaslovske Bohunice e dell'impianto idroelettrico di Gabcikovo, la cui sottoscrizione era condizione necessaria per l'avvio del processo di privatizzazione del sistema elettrico slovacco. In particolare, il contratto di *leasing* dell'impianto V1 si riferisce all'intera vita utile residua del bene e al periodo intercorrente tra la fermata della produzione e l'inizio del processo di *decommissioning,* mentre per l'impianto di Gabcikovo l'accordo ha durata trentennale a partire da aprile 2006.

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
	al 31.12.2009	
2010	31	22
2011-2014	120	93
Oltre il 2014	243	159
Totale	**394**	**274**

Milioni di euro	Pagamenti minimi previsti	Valore attuale
	al 31.12.2010	
2011	70	31
2012-2015	254	102
Oltre il 2015	813	432
Totale	**1.137**	**565**

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2010 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.375 milioni di euro, sono in aumento rispetto al 2009 di 148 milioni di euro.

Milioni di euro	**2010**	2009
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	1.818	2.005
- idroelettrici	391	341
- geotermoelettrici	148	151
- nucleari	661	379
- con fonti energetiche alternative	745	640
Totale impianti di produzione	**3.763**	**3.516**
Rete di distribuzione di energia elettrica	2.520	2.237
Rete di distribuzione di gas	-	82
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	92	392
TOTALE	**6.375**	**6.227**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.763 milioni di euro, con un incremento di 247 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente che risente principalmente dei maggiori investimenti in impianti di generazione nucleare della Divisione Internazionale.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.520 milioni di euro e risultano in aumento di 283 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.
Gi investimenti sulla rete di distribuzione di gas si riducono di 82 milioni di euro a seguito della cessione della rete di distribuzione in Spagna.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2010 si riferisce principalmente alle acquisizioni riferibili alla Divisione Energie Rinnovabili.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" nel 2010 include essenzialmente:

> i beni relativi alla rete di trasmissione dell'energia elettrica in Spagna (961 milioni di euro), successivamente venduti a dicembre 2010;
> l'impianto di Enel Maritza East 3 (567 milioni di euro);
> gli *asset* relativi al trasporto di gas naturale in Spagna (341 milioni di euro), successivamente venduti a dicembre 2010;
> la quota parte degli immobili, impianti e macchinari di Enel Unión Fenosa Renovables (245 milioni di euro) che saranno oggetto di cessione in base a un accordo siglato con Gas Natural;
> gli impianti di Endesa Ireland (127 milioni di euro).

Gli "Altri movimenti" includono nel 2009 l'effetto dell'allocazione del costo di acquisizione relativo alla quota del 25,01% del capitale di Endesa, così come commentato nella nota 6 del presente Bilancio consolidato.

16. Attività immateriali - *Euro 39.071 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi agli esercizi 2009 e 2010 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Accordi per servizi in concessione	Altre	Immobil. in corso e acconti	Avviamento	**Totale**
Costo storico	45	850	8.314	1.372	1.606	298	16.039	28.524
Fondo ammortamento	13	521	201		638	-	-	1.373
Consistenza al 1.1.2009 *restated*	**32**	**329**	**8.113**	**1.372**	**968**	**298**	**16.039**	**27.151**
Investimenti	2	54	11	195	45	291	-	598
Passaggi in esercizio	1	94	1		52	(148)	-	-
Differenze di cambio	(1)	10	843	582	(58)	1	218	1.595
Variazione perimetro di consolidamento	3	69	4.381	806	69	43	3.476	8.847
Ammortamenti	(2)	(183)	(231)	(151)	(104)	-	-	(671)
Perdite di valore	-	-	(10)		(90)	(1)	(3)	(104)
Altri movimenti	-	62	2.301	45	285	(63)	(685)	1.945
Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	-	(1)	(70)		(570)	-	-	(641)
Totale variazioni	**3**	**105**	**7.226**	**1.477**	**(371)**	**123**	**3.006**	**11.569**
Costo storico	50	1.138	15.771	2.849	1.339	421	19.045	40.613
Fondo ammortamento	15	704	432	-	742	-	-	1.893
Consistenza al 31.12.2009 *restated*	**35**	**434**	**15.339**	**2.849**	**597**	**421**	**19.045**	**38.720**
Investimenti	2	119	10	350	49	178	-	708
Passaggi in esercizio	-	167	1	-	58	(226)	-	-
Differenze di cambio	-	9	1.244	333	6	2	82	1.676
Variazione perimetro di consolidamento	4	-	-	-	1	-	41	46
Ammortamenti	-	(239)	(267)	(241)	(106)	-	-	(853)
Perdite di valore	-	-	1	-	(7)	(1)	(13)	(20)
Altri movimenti	-	24	(53)	(51)	44	(23)	193	134
Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	(28)	(10)	(425)	-	1	-	(878)	(1.340)
Totale variazioni	**(22)**	**70**	**511**	**391**	**46**	**(70)**	**(575)**	**351**
Costo storico	13	2.087	16.783	4.611	1.442	351	18.470	43.757
Fondo ammortamento	-	1.583	933	1.371	799	-	-	4.686
Consistenza al 31.12.2010	**13**	**504**	**15.850**	**3.240**	**643**	**351**	**18.470**	**39.071**

Gli "Altri movimenti" includono nel 2009 l'effetto dell'allocazione del costo di acquisizione relativo alla quota del 25,01% del capitale di Endesa, così come commentato nella nota 6 del presente Bilancio consolidato.
La "Riclassifica ad 'Attività possedute per la vendita'" include essenzialmente nel 2010 il valore attribuito alla concessione per l'esercizio della distribuzione di energia elettrica ad alta tensione in Spagna, successivamente ceduta a Red Eléctrica de España.

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono costituiti in prevalenza dai costi sostenuti per l'acquisizione di *software* applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato. Le principali applicazioni riguardano la fatturazione e gestione clienti, lo sviluppo dei portali internet e la gestione amministrativa dei sistemi aziendali. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente tra i tre e i cinque anni).
Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni.
Tale voce include beni a vita utile indefinita per un valore complessivo di 10.348 milioni di euro; le previsioni dei flussi di cassa attribuibili a ciascuna delle concessioni di distribuzione di energia elettrica, in Spagna e in vari Paesi latinoamericani, sono sufficienti a recuperare il valore del bene immateriale.

L' "Avviamento" è pari a 18.470 milioni di euro, con un decremento nell'esercizio di 575 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2009 *restated*	Variazione perimetro di consolid.	Differenze cambio	Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	Altri movimenti	**al 31.12.2010**
Endesa	15.313	-	-	(817)	5	14.501
Enel OGK-5	1.178	-	67	-	(3)	1.242
Gruppo Enel Green Power (1)	869	41	22	(46)	(20)	866
Slovenské elektrárne	697	-	-	-	-	697
Enel Energia	579	-	-	-	-	579
Enel Distributie Muntenia	228	-	(1)	-	179	406
Enel Energie Muntenia	58	-	-	-	31	89
RusEnergoSbyt	42	-	2	-	-	44
Nuove Energie	26	-	-	-	-	26
Marcinelle Energie	20	-	-	-	-	20
SeverEnergia/Eni Russia	18	-	(8)	-	(10)	-
Enel Maritza East 3	13	-	-	(13)	-	-
WISCO	2	-	-	-	(2)	-
Enel Operations Bulgaria	2	-	-	(2)	-	-
Totale	**19.045**	**41**	**82**	**(878)**	**180**	**18.470**

(1) Include Enel Green Power España, Enel Latin America, Enel Panama, Inelec, Enel North America, Enel Unión Fenosa Renovables, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power France, Enel Green Power Italia, Enel Green Power Romania ed Enel Green Power Bulgaria.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" è sostanzialmente riferibile all'iscrizione dell'avviamento provvisorio relativo all'acquisizione di Padoma Wind Power.
La "Riclassifica ad 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce sostanzialmente all'avviamento iscritto sulle attività di distribuzione del gas naturale in Spagna (426 milioni di euro correlati alla cessione di Endesa Gas avvenuta a dicembre 2010), alle attività detenute da Endesa in Irlanda (312 milioni di euro), nonché alle attività di Enel Unión Fenosa Renovables oggetto di futura cessione in base agli accordi sottoscritti con Gas Natural (46 milioni di euro).
La colonna "Altri movimenti" include essenzialmente la variazione della valutazione a fine esercizio del debito associato all'acquisizione di quote di minoranza azionaria (tra

cui Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia) in virtù di alcune *put option* concesse a tali soci in sede di acquisizione delle società stesse.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle attività in esame mediante l'utilizzo di modelli *Discounted Cash Flow* che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando *input* di mercato quali tassi *risk-free*, beta e *market risk premium*. 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 in linea con il piano industriale del Gruppo. Per l'attualizzazione dei flussi di cassa è stato considerato un periodo esplicito coerente con l'orizzonte temporale del piano industriale approvato e l'ampiezza complessiva del periodo esplicito è coerente con la vita utile media degli *asset*, ovvero con la durata delle concessioni. Il valore terminale è stato determinato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica (in funzione del Paese di appartenenza) e 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.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso degli *asset* determinato, sono state condotte analisi di sensitività che supportano integralmente tale valore. Con particolare riferimento ai principali avviamenti, sono state condotte analisi di sensitività sulla variazione del tasso di attualizzazione (+100 *basis point*) e del tasso di crescita (-100 *basis point*) utilizzato nella determinazione dei valori terminali.

I criteri adottati per l'identificazione delle *cash generating unit* si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del *management*, essenzialmente sulle caratteristiche specifiche del *business* di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e sull'organizzazione aziendale definita anche in funzione di motivazioni a carattere tecnico-gestionale, nonché sul livello di reportistica monitorata dal *management*. Di seguito vengono riportati la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la *cash generating unit* appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	*Tax rate*	Tasso di crescita (1)	Tasso di sconto WACC (2)	Periodo esplicito flussi di cassa	*Terminal value* (3)
	al 31.12.2010					
Endesa - Penisola iberica (4)	11.241	29,9%	2,1%	5,8%	10 anni	Perpetuità
Endesa - America Latina	3.260	29,3%	4,5%	7,6%	10 anni	Perpetuità
Enel OGK-5	1.242	20%	1,4%	9,8%	10 anni	Perpetuità
Slovenské elektrárne	697	19%	2,0%	5,9%	10 anni	20
Enel Energia	579	36,9%	1,6%	5,1%	10 anni	10
Enel Romania (5)	495	16%	3,0%	8,3%	10 anni	Perpetuità
Enel Green Power España (6)	385	30%	2,0%	5,7%	5 anni	17
Enel North America	120	35%	2,0%	5,8%	5 anni	22
Enel Panama	100	30%	2,5%	7,6%	5 anni	Perpetuità
Inelec	92	28%	2,5%	7,8%	5 anni	Perpetuità
Enel Green Power Hellas	70	25%	2,0%	6,0%	10 anni	*Repowering* (7)
Enel Latin America	64	26,5%	2,5%	7,7%	5 anni	34
RusEnergoSbyt	44	20%	*no terminal value*	9,1%	13 anni	-
Nuove Energie	26	31,4%	1,6%	5,6%	10 anni	22
Enel Green Power France	25	33,3%	2,0%	6,0%	5 anni	*Repowering* (7)
Marcinelle Energie	20	34%	1,4%	5,3%	10 anni	16

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il WACC rappresenta la media ponderata del costo delle forme di finanziamento dell'impresa.
(3) Il valore del *terminal value* è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.
(4) L'avviamento include quota parte dell'avviamento riferito a Enel Green Power España per la relativa quota di competenza.
(5) Comprende tutte le società operanti in Romania.
(6) Comprensivo dell'avviamento di Enel Unión Fenosa Renovables.
(7) *Terminal value* calcolato come rendita perpetua di un flusso di cassa che comprende la stima dell'investimento annuo di *repowering* degli impianti al termine dell'orizzonte temporale esplicito.

17. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 6.017 milioni ed Euro 11.147 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	al 31.12.2009 *restated*	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica ad "Attività possedute per la vendita"	**al 31.12.2010**
Attività per imposte anticipate:							
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.218	(97)	4	17	12	-	1.154
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.697	(48)	(3)	68	4	-	2.718
- perdite fiscalmente riportabili	93	20	(1)	20	1	-	133
- valutazione strumenti finanziari	808	(174)	(2)	(226)	9	-	415
- altre partite	1.422	232	1	(124)	69	(3)	1.597
Totale	**6.238**	**(67)**	**(1)**	**(245)**	**95**	**(3)**	**6.017**
Passività per imposte differite:							
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	1.269	(77)	-	(266)	129	-	1.055
- proventi a tassazione differita	104	(75)	-	-	-	-	29
- allocazione eccessi di costo a elementi dell'attivo	8.288	(83)	-	(16)	16	(202)	8.003
- valutazione strumenti finanziari	561	(187)	-	(158)	-	-	216
- altre partite	885	228	2	488	264	(23)	1.844
Totale	**11.107**	**(194)**	**2**	**48**	**409**	**(225)**	**11.147**

Attività per imposte anticipate non compensabili	**824**
Passività per imposte differite non compensabili	**4.786**
Passività per imposte differite nette compensabili	**1.168**

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2010 sono pari a 6.017 milioni di euro, in diminuzione di 221 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.133 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene certa la loro recuperabilità. In particolare, tali perdite sono sostanzialmente relative alle *holding* di partecipazioni site in Olanda per 608 milioni di euro.

Le "Passività per imposte differite", pari a 11.147 milioni di euro al 31 dicembre 2010 (11.107 milioni di euro al 31 dicembre 2009), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite nette in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

18. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 1.033 milioni*

Le partecipazioni in imprese collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro		Quota %	Variazione perimetro di consolidam.	Aumenti di capitale	Impatto a Conto economico	Ricl. ad "Attività possedute per la vendita"	Altri movimenti		Quota %
	al 31.12.2009 *restated*							**al 31.12.2010**	
SeverEnergia	287	19,6%	-	-	(5)	-	18	300	19,6%
Enel Rete Gas	144	19,9%	-	-	23	-	(18)	149	19,9%
Elica 2	133	30,0%	-	41	-	-	(8)	166	30,0%
LaGeo	85	36,2%	-	-	13	-	(11)	87	36,2%
Nubia 2000	-	-	30	-	-	-	-	30	20,0%
Elcogas	24	40,9%	-	-	(28)	-	4	-	45,2%
Tecnatom	17	45,0%	-	-	2	-	3	22	45,0%
CESI	13	25,9%	-	-	2	-	-	15	25,9%
Idrosicilia	9	40,0%	(9)	-	-	-	-	-	1,0%
Altre	317		-	-	7	(20)	(40)	264	
Totale	**1.029**		**21**	**41**	**14**	**(20)**	**(52)**	**1.033**	

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce all'iscrizione della partecipazione del 20% in Nubia 2000 conseguente alla cessione della quota dell'80% della società stessa (operante nel settore del trasporto di gas naturale nella penisola iberica), nonché alla cessione della quota del 39% di Idrosicilia.

La riclassifica alle "Attività possedute per la vendita" è da attribuire alla partecipazione in Trade Wind, riclassificata in tale voce per effetto delle decisioni del *management* circa una eventuale cessione della quota detenuta.

In particolare, si segnala che le partecipazioni in SeverEnergia ed Enel Rete Gas sono consolidate con il metodo del patrimonio netto in virtù dei meccanismi di *governance* delle stesse, che garantiscono a Enel un'influenza notevole nella gestione societaria.

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

Milioni di euro	Attività	Passività	Ricavi	Utili/ (Perdite)	Attività	Passività	Ricavi	Utili/ (Perdite)
	al 31.12.2010				al 31.12.2009 *restated*			
SeverEnergia	2.445	947	-	25	2.229	788	-	42
Enel Rete Gas	2.086	1.350	397	19	2.090	1.265	317	52
Elica 2	13	2	-	-	10	1	-	-
LaGeo	314	26	96	34	295	24	95	39
Nubia 2000	1.041	831	5	4	-	-	-	-
Elcogas	311	306	73	(47)	370	312	142	9
Tecnatom	100	52	82	5	96	54	86	16
CESI	119	60	82	10	113	65	81	8

19. Attività finanziarie non correnti - *Euro 4.701 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Partecipazioni in altre imprese	1.036	608	428
Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione	104	108	(4)
Contratti derivati	821	277	544
Acconti per acquisizione partecipazioni	-	11	(11)
Accordi per servizi in concessione	195	70	125
Risconti attivi finanziari non correnti	82	14	68
Crediti verso altri:			
- crediti finanziari per *deficit* del sistema elettrico spagnolo	-	6.288	(6.288)
- crediti finanziari diversi	2.463	1.648	815
Totale crediti verso altri	**2.463**	**7.936**	**(5.473)**
TOTALE	**4.701**	**9.024**	**(4.323)**

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include partecipazioni valutate al *fair value* per 859 milioni di euro e per la restante parte (177 milioni di euro), partecipazioni il cui *fair value* non risulta facilmente determinabile e che pertanto sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore. In particolare, il *fair value* delle partecipazioni in imprese quotate è stato determinato sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate il *fair value* è stato determinato sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

I "Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione" sono rappresentati al 31 dicembre 2010 essenzialmente da investimenti in fondi comuni di investimento; la voce al 31 dicembre 2009 include investimenti in obbligazioni e titoli di Stato e fondi comuni di investimento.

Nella seguente tabella si evidenzia il dettaglio delle due voci sopra commentate in base ai diversi livelli di *fair value*, così come individuati dalle modifiche all'IFRS 7.

Milioni di euro	*Fair value*	Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2010			
Partecipazioni in altre imprese	859	849	2	8
Titoli diversi a *fair value through profit or loss* per designazione	104	104	-	-

In particolare, di seguito è esposta la movimentazione delle partecipazioni di livello 3.

Milioni di euro	
Saldo al 1.1.2010	**7**
Utile/(Perdita) a Conto economico	1
Saldo al 31.12.2010	**8**

Il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese è il seguente:

Milioni di euro		Quota %		Quota %	
	al 31.12.2010		al 31.12.2009 *restated*		Variazione
Bayan Resources	500	10,00%	138	10,00%	362
Terna	325	5,12%	306	5,12%	19
Echelon	23	7,36%	24	7,36%	(1)
Tri Alpha Energy	8	4,96%	8	4,96%	-
Altre	180	-	132	-	48
Totale	**1.036**		**608**		**428**

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, nella tabella che segue sono riportati i relativi valori nozionali e i *fair value.*

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	2010-2009
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	1.716	2.123	7	10	(3)
- cambi	6.698	2.566	671	219	452
- *commodity*	397	230	46	19	27
Totale	8.811	4.919	724	248	476
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	83	98	9	8	1
- cambi	264	22	15	2	13
Totale	347	120	24	10	14
Derivati di *trading*					
- tassi	75	75	8	9	(1)
- cambi	109	103	5	4	1
- *commodity*	259	71	60	6	54
Totale	443	249	73	19	54
TOTALE	**9.601**	**5.288**	**821**	**277**	**544**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge,* risulta al 31 dicembre 2010 pari a 8.811 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 724 milioni di euro.
I derivati di *cash flow hedge* su cambi sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura della *tranche* di 1,1 miliardi di sterline dell'emissione obbligazionaria che rientra nel programma *Global Medium Term Notes,* effettuata in data 13 giugno 2007, nonché del *Private placement* in yen emesso da Enel Finance International per 20 miliardi di yen. L'incremento del *fair value* è determinato principalmente da una riduzione del cambio dell'euro nei confronti delle principali divise.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

> contratti derivati su energia per un *fair value* di 12 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;

> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 34 milioni di euro;

> contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 50 milioni di euro;

> "Contratti per differenza a due vie" classificati di *trading* per un *fair value* di 5 milioni di euro;

> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un fair *value* di 5 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2010			
Derivati *cash flow hedge*				
- tassi	7	-	7	-
- cambi	671	-	671	-
- *commodity*	46		46	
Totale	724	-	724	-
Derivati *fair value hedge*				
- tassi	9	-	9	-
- cambi	15	-	15	-
Totale	24	-	24	-
Derivati di *trading*				
- tassi	8	-	8	-
- cambi	5	-	5	-
- *commodity*	60	15	45	
Totale	73	15	58	-
TOTALE	**821**	**15**	**806**	**-**

Gli "Accordi per servizi in concessione" si riferiscono ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e/o il miglioramento delle infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12.

I "crediti finanziari per *deficit* del sistema elettrico spagnolo" si riferiscono al 31 dicembre 2009 alla quota parte a lungo termine finanziata da Endesa del *deficit* che si genera nel mercato regolato spagnolo qualora i ricavi tariffari prodotti dal mercato elettrico regolato non siano sufficienti a coprire i costi del sistema stesso. La variazione dell'esercizio è dovuta alla classificazione di tale credito tra le attività finanziarie correnti per effetto del piano di rientro attuabile, in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo, tramite la cessione di tali crediti a un apposito fondo di cartolarizzazione ("*Fondo de Titulización*").

I "crediti finanziari diversi" includono al 31 dicembre 2010, per 507 milioni di euro, i crediti verso il Fondo Statale *Decommissioning* di Slovenské elektrárne, a seguito della riclassifica dalle "Altre attività non correnti" effettuata a seguito di alcuni chiarimenti circa la destinazione funzionale dei predetti fondi, la capienza degli stessi, il relativo finanziamento del *deficit* finanziario esistente e le possibilità e la titolarità all'utilizzo degli stessi. Nella tabella che segue sono riportati il valore contabile e il *fair value* dei crediti finanziari e titoli a lungo termine (11.857 milioni di euro), compresa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi (9.290 milioni di euro inclusi negli altri crediti finanziari a breve).

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2010		al 31.12.2009	
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	11.857	11.857	8.811	8.811
Totale	**11.857**	**11.857**	**8.811**	**8.811**

20. Altre attività non correnti - *Euro 1.062 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	142	188	(46)
Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*	-	483	(483)
Altri crediti a lungo termine:			
- attività netta programmi del personale	112	138	(26)
- altri crediti	808	167	641
Totale altri crediti a lungo termine	**920**	**305**	**615**
TOTALE	**1.062**	**976**	**86**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono al 31 dicembre 2010 il solo credito vantato verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico dalle società di distribuzione di energia elettrica italiane.
I "Crediti verso Fondo Statale *Decommissioning*", connessi alla quota versata da Slovenské elektrárne in qualità di generatore di energia da fonte nucleare al Fondo Nucleare Nazionale per il *Decommissioning* (*Nuclear Fund*), pari al 31 dicembre 2009 a 483 milioni di euro, sono stati riclassificati, al 31 dicembre 2010, tra le "Attività finanziarie non correnti", così come commentato nella nota 19.
Gli "altri crediti" includono nel 2010 il credito rilevato da Enel Distribuzione in merito al riconoscimento in tariffa delle dismissioni anticipate dei contatori elettromeccanici.
L' "attività netta programmi del personale" accoglie il *surplus* delle attività a servizio di taluni piani di benefíci per i dipendenti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali.

Attività correnti

21. Rimanenze - *Euro 2.803 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
- combustibili	1.847	1.705	142
- materiali, apparecchi e altre giacenze	844	702	142
Totale	**2.691**	**2.407**	**284**
Immobili destinati alla vendita	87	88	(1)
Acconti	25	5	20
TOTALE	**2.803**	**2.500**	**303**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di *trading*, nonché da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti.
Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile. Il decremento è sostanzialmente connesso alle vendite effettuate nel corso dell'esercizio.

22. Crediti commerciali - *Euro 12.505 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Clienti:			
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.343	11.020	(677)
- distribuzione e vendita di gas	1.788	1.284	504
- altre attività	264	630	(366)
Totale	**12.395**	**12.934**	**(539)**
Crediti commerciali verso imprese collegate	45	44	1
Crediti per lavori in corso su ordinazione	65	32	33
TOTALE	**12.505**	**13.010**	**(505)**

I crediti verso i clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 1.349 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 934 milioni di euro.

Nella tabella accanto è esposta la movimentazione del fondo.

Milioni di euro

Totale al 1° gennaio 2009	**726**
Accantonamenti	547
Utilizzi	(298)
Altri movimenti	(41)
Totale al 31 dicembre 2009 *restated*	***934***
Accantonamenti	717
Utilizzi	(214)
Altri movimenti	(88)
Totale al 31 dicembre 2010	**1.349**

23. Crediti tributari - *Euro 1.587 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2010 ammontano a 1.587 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 819 milioni di euro (523 milioni di euro al 31 dicembre 2009), a crediti per imposte indirette per 446 milioni di euro (450 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 211 milioni di euro (240 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

24. Attività finanziarie correnti - *Euro 11.922 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	9.290	767	8.523
Crediti per anticipazioni *factoring*	319	304	15
Contratti derivati	845	770	75
Altri titoli	95	97	(2)
Crediti finanziari e *cash collateral*	718	893	(175)
Altre	655	1.355	(700)
Totale	**11.922**	**4.186**	**7.736**

La voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è costituita essenzialmente dal credito finanziario relativo al *deficit* del sistema elettrico spagnolo per 9.186 milioni di euro (739 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riclassificato in tale voce a seguito del piano di rientro attuabile, oltre che tramite un rimborso diretto, anche tramite la cessione di tali crediti a un apposito fondo di cartolarizzazione (per un ammontare di 8.467 milioni di euro) in base a quanto stabilito dal Governo spagnolo.

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati", suddivisi per tipologia di contratto e per designazione.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	2010-2009
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	375	508	1	1	-
- cambi	957	1.385	33	47	(14)
- *commodity*	2.127	649	253	66	187
Totale	3.459	2.542	287	114	173
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	15	140	-	-	-
Totale	15	140	-	-	-
Derivati di *trading*:					
- cambi	2.157	1.284	50	31	19
- *commodity*	17.185	13.713	508	625	(117)
Totale	19.342	14.997	558	656	(98)
TOTALE	**22.816**	**17.679**	**845**	**770**	**75**

L'ammontare dei derivati su tasso di cambio classificati come *cash flow hedge* deriva in prevalenza dalla stipula di contratti a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity*. L'incremento del valore nozionale e del *fair value* dei derivati di *trading* su cambi è principalmente connesso alla normale operatività.

I derivati su *commodity* sono relativi a:

> contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 60 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;

> "Contratti per differenza a due vie" classificati di *cash flow hedge* per un *fair value* di 9 milioni di euro;

> altri derivati su energia di *cash flow hedge* per un *fair value* di 11 milioni di euro;

> contratti derivati su combustibili (gas e carbone) di *cash flow hedge* che presentano un *fair value* di 173 milioni di euro;

> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili classificati di *trading* per un *fair value* di 455 milioni di euro;

> "Contratti per differenza a due vie" che presentano un *fair value* di 33 milioni di euro;

> operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 17 milioni di euro;

> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 3 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati attivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione come previsto dalle modifiche intervenute sull'IFRS 7.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2010			
Derivati *cash flow hedge*				
- tassi	1	-	1	-
- cambi	33	-	33	-
- *commodity*	253	15	238	
Totale	287	15	272	-
Derivati di *trading*				
- cambi	50	-	50	-
- *commodity*	508	101	407	
Totale	558	101	457	-
TOTALE	**845**	**116**	**729**	**-**

La voce "Altri titoli" include esclusivamente titoli valutati al *fair value* e classificabili come di livello 1.
La voce "Altre" includeva, tra gli altri, al 31 dicembre 2009 taluni crediti finanziari connessi alla cessione di SeverEnergia (327 milioni di euro), incassati nel corso del 2010.

25. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 5.164 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 171 milioni di euro (217 milioni di euro al 31 dicembre 2009) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Depositi bancari e postali	5.158	4.164	994
Denaro e valori in cassa	6	6	-
Totale	**5.164**	**4.170**	**994**

26. Altre attività correnti - *Euro 2.176 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	630	2.047	(1.417)
Crediti verso il personale	41	44	(3)
Crediti verso altri	1.289	1.281	8
Ratei e risconti attivi operativi	216	118	98
Totale	**2.176**	**3.490**	**(1.314)**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 479 milioni di euro, derivanti essenzialmente dall'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica (764 milioni di euro al 31 dicembre 2009), e al sistema Spagna per 151 milioni di euro (1.283 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine (142 milioni di euro), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2010 ammontano complessivamente a 772 milioni di euro (2.235 milioni di euro al 31 dicembre 2009), a fronte di debiti per 2.519 milioni di euro (3.058 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Attività possedute per la vendita

27. Attività possedute per la vendita - *Euro 1.618 milioni*

La movimentazione della voce nell'esercizio 2010 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2009 *restated*	Riclassifica da attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	**al 31.12.2010**
Immobili, impianti e macchinari	283	2.267	(1.674)	141	1.017
Attività immateriali	105	462	(515)	(7)	45
Avviamento	-	878	(600)	(20)	258
Attività per imposte anticipate	11	7	(9)	6	15
Altre attività non correnti	53	24	-	(51)	26
Rimanenze	22	26	(2)	2	48
Crediti commerciali	52	82	(18)	(2)	114
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	22	137	(9)	(67)	83
Altre attività correnti	24	32	(48)	4	12
Totale	**572**	**3.915**	**(2.875)**	**(6)**	**1.618**

Le "Attività possedute per la vendita" al 31 dicembre 2010 ammontano a 1.618 milioni di euro e includono sostanzialmente le attività relative alle società bulgare, pari a 722 milioni di euro, talune attività detenute da Endesa in Irlanda e America Latina, per 521 milioni, nonché le attività di Enel Unión Fenosa Renovables, che concorrono per 355 milioni di euro, che saranno oggetto di cessione in base all'accordo siglato con Gas Natural in data 30 luglio 2010. Al 31 dicembre 2009 la voce includeva alcune attività detenute da Endesa in Grecia e Brasile, e l'1% di Red Eléctrica de España, nonché, per un importo residuo di 3 milioni di euro, le attività inerenti alle energie rinnovabili di Endesa che non risultavano ancora trasferite ad Acciona in attesa del completamento degli *iter* autorizzativi.

Passivo

Patrimonio netto del Gruppo

28. Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 37.861 milioni*

Capitale sociale - *Euro 9.403 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2010 *stock option* in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2010 (così come al 31 dicembre 2009) il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 9.403.357.795 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Al 31 dicembre 2010, in base alle risultanze del libro dei soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, non risultano – oltre al Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), a BlackRock Inc. (con il 2,74% del capitale sociale, posseduto esclusivamente da parte di proprie controllate) e a Natixis SA (con il 2,07% del capitale sociale) – azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società.

Rispetto all'esercizio precedente, si segnala in particolare che il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha ricevuto dalla controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA il 17,36% del capitale di Enel SpA (incrementando quindi la propria partecipazione diretta al capitale della Società dal 13,88%

al 31,24%) per effetto dello scambio di partecipazioni azionarie disposto dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2010, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 16 dicembre 2010.

Altre riserve - *Euro 10.791 milioni*

Riserva per sovrapprezzo azioni - *Euro 5.292 milioni*

Riserva legale - *Euro 1.881 milioni*

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.

Altre riserve - *Euro 2.262 milioni*

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.
In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera - *Euro 456 milioni*

L'incremento dell'esercizio è dovuto agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari - *Euro 80 milioni*

Includono i proventi netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (*cash flow hedge*) e i proventi non realizzati relativi a valutazioni al *fair value* di attività finanziarie.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - *Euro 796 milioni*

Tale riserva accoglie la plusvalenza realizzata a seguito dell'offerta pubblica di vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione (95 milioni di euro) e del relativo effetto fiscale (43 milioni di euro). Si segnala che tale riserva verrà rilasciata a Conto economico solo in caso di perdita del controllo di Enel Green Power.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 24 milioni*

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati direttamente a patrimonio netto, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro	al 31.12.2009 *restated*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	**al 31.12.2010**
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della quota efficace dei derivati di CFH su prezzo e cambio *commodity* energetiche (IAS 39)	495	175	105	(115)	660
Utili/(Perdite) da variazione di *fair value* della quota efficace dei derivati di CFH su tasso e cambio (IAS 39)	(1.459)	(85)	210	17	(1.317)
Quota OCI di società valutate con il metodo del patrimonio netto	8	16	-	-	24
Riserva da *fair value* degli investimenti finanziari disponibili per la vendita (AFS)	321	380	6	(2)	705
Differenze di cambio	(983)	2.323	-	-	1.340
Provento netto da cessione quote azionarie senza perdita di controllo	-	839	-	(43)	796
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(1.618)**	**3.648**	**321**	**(143)**	**2.208**

Passività non correnti

29. Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *55.439 milioni*

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.

Nella tabella che segue vengono esposti la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2010 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Scadenza	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Quota con scadenza nel				
		al 31.12.2010		al 31.12.2009			2012	2013	2014	2015	Oltre
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	2011-2097	21.224	21.420	19.308	1.156	20.068	1.151	1.929	354	1.224	15.410
- tasso variabile quotate	2011-2029	6.690	6.740	5.645	607	6.083	1.034	134	1.184	1.425	2.306
- tasso fisso non quotate	2011-2039	6.426	6.437	5.965	35	6.391	181	747	1.017	-	4.446
- tasso variabile non quotate	2011-2032	1.915	1.915	2.067	56	1.859	58	59	61	63	1.618
Totale		**36.255**	**36.512**	**32.985**	**1.854**	**34.401**	**2.424**	**2.869**	**2.616**	**2.712**	**23.780**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	2011-2046	735	744	441	33	702	93	58	12	12	527
- tasso variabile	2011-2035	13.962	14.070	19.841	871	13.091	4.736	751	3.111	619	3.874
- uso linee di credito *revolving*	2011-2016	1.836	1.836	2.788	45	1.791	1.451	-	-	-	340
Totale		**16.533**	**16.650**	**23.070**	**949**	**15.584**	**6.280**	**809**	**3.123**	**631**	**4.741**
***Preference share*:**											
- tasso fisso		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	2013 (1)	1.474	1.500	1.463	-	1.474	-	1.474	-	-	-
Totale		**1.474**	**1.500**	**1.463**	**-**	**1.474**	**-**	**1.474**	**-**	**-**	**-**
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	2011-2029	773	773	627	74	699	83	51	49	40	476
- tasso variabile	2011-2028	404	404	614	122	282	68	79	42	45	48
Totale		**1.177**	**1.177**	**1.241**	**196**	**981**	**151**	**130**	**91**	**85**	**524**
TOTALE		**55.439**	**55.839**	**58.759**	**2.999**	**52.440**	**8.855**	**5.282**	**5.830**	**3.428**	**29.045**

(1) La scadenza delle *preference share* emesse da Endesa Capital Finance LLC è perpetua, con opzione di rimborso anticipato alla pari a partire dal 2013.

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 425 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo, mentre Enel.Re detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 30 milioni di euro.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2010		al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	
Euro	**38.699**	**38.996**	**42.512**	**3,20%**	**3,38%**
Dollaro USA	8.444	8.485	8.266	5,93%	6,30%
Sterlina inglese	4.350	4.403	4.210	5,83%	5,87%
Yen	184	184	150	3,25%	3,28%
Rublo russo	220	220	116	8,50%	9,88%
Peso cileno/UF	765	771	649	7,35%	7,91%
Real brasiliano	1.073	1.078	1.233	10,65%	10,96%
Peso colombiano	1.156	1.156	1.099	7,80%	7,80%
Sol peruviano	366	366	338	6,20%	6,20%
Altre valute	182	180	186		
Totale valute non euro	**16.740**	**16.843**	**16.247**		
TOTALE	**55.439**	**55.839**	**58.759**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subíto un incremento per 493 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente al generalizzato indebolimento dell'euro nei confronti delle maggiori valute. Si evidenzia, tuttavia, che tale variazione è da intendersi essenzialmente figurativa in quanto originata, da un lato, dall'indebitamento espresso in valuta diversa dall'euro (peraltro coperto da analoghe operazioni di *cross currency interest rate swap*) e, dall'altro, dall'indebitamento delle società del Gruppo che hanno una moneta di conto diversa rispetto all'euro.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazione area di consolidam.	Nuove emissioni	Differenze negative di cambio	Riclassifica alle passività possedute per la vendita	Valore nozionale
	al 31.12.2009							**al 31.12.2010**
Obbligazioni	33.192	(942)	(73)	-	3.246	1.089	-	36.512
Finanziamenti bancari	23.279	(8.247)	-	(236)	2.150	119	(415)	16.650
Preference share	1.500	-	-	-	-	-	-	1.500
Debiti verso altri finanziatori	1.241	(348)	-	121	101	62	-	1.177
Totale indebitamento finanziario	**59.212**	**(9.537)**	**(73)**	**(115)**	**5.497**	**1.270**	**(415)**	**55.839**

Rispetto al 31 dicembre 2009 il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine, al 31 dicembre 2010, registra una diminuzione di 3.373 milioni di euro, quale saldo di 9.537 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 5.497 milioni di euro relativi a nuovi finanziamenti, di 115 milioni di euro correlati alla variazione dell'area di consolidamento, di 73 milioni di euro dovuti alla movimentazione delle obbligazioni proprie detenute in portafoglio, di 1.270 milioni di euro dovuti a differenze negative di cambio, nonché di 415 milioni di euro riferiti alla riclassifica alle passività possedute per la vendita.

I principali rimborsi effettuati nel corso dell'anno sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 942 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 8.247 milioni di euro, nonché a debiti verso altri finanziatori per 348 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2010 si segnalano:

> 648 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo Endesa, rimborsati nel 2010;
> 225 milioni di euro relativi a prestiti obbligazionari emessi da Enel Investment Holding BV.

I rimborsi dei principali finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:
> 3.000 milioni di euro relativi a rimborsi volontari a seguito dell'emissione dei prestiti obbligazionari rivolti ai piccoli risparmiatori in capo a Enel SpA, di cui:
  - 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
  - 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
  - 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016;
> 2.000 milioni di euro relativi a una linea di credito sindacata negoziata da Endesa nel 2009 e in scadenza nel 2011, rimborsata anticipatamente;
> 500 milioni di euro relativi alla linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro a cinque anni, stipulata nel mese di novembre 2005 ed estinta anticipatamente ad aprile 2010;
> 1.913 milioni di euro relativi al rimborso anticipato della linea di credito *revolving* di Endesa;
> 834 milioni di euro relativi ad altri finanziamenti bancari in capo alle società del Gruppo, giunti in scadenza nel corso del 2010.

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2010, si elencano i principali:
> in data 26 marzo 2010 OGK-5 ha siglato un contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti dell'importo di 250 milioni di euro caratterizzato da una scadenza di 15 anni;
> in data 19 aprile 2010 Enel SpA ha firmato una linea di credito rotativa dell'importo di 10 miliardi di euro caratterizzata da una durata di cinque anni, che sostituisce, in parte, la linea di credito *revolving* da 5 miliardi di euro, la cui disponibilità sarebbe scaduta nel mese di novembre 2010. Tale nuova linea di credito, che può essere utilizzata da Enel SpA e/o da Enel Finance International SA (con garanzia di Enel SpA), intende dotare la tesoreria del Gruppo di uno strumento caratterizzato da elevata flessibilità, fruibile per la gestione del capitale circolante;
> in data 3 giugno 2010 Enel Finance International ha rinnovato il programma di *commercial paper*, garantito da Enel SpA, elevando l'importo da 4 miliardi di euro a 6 miliardi di euro;
> in data 9 dicembre 2010 Enel Green Power SpA ha siglato un contratto di finanziamento con la Banca Europea degli Investimenti dell'importo di 440 milioni di euro, caratterizzato da una scadenza finale nel 2030.
> nel mese di dicembre del 2010 Endesa ha siglato linee di credito *revolving* bilaterali per un ammontare totale di 1.075 milioni di euro con scadenza nel 2016.

Si segnala, inoltre, che la riclassifica alle passività detenute per la vendita accoglie prevalentemente la consistenza dell'indebitamento a lungo termine di Enel Maritza East 3 ed Enel Unión Fenosa Renovables per un controvalore complessivo di 415 milioni di euro.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel corso del 2010, si segnalano le seguenti:
> l'emissione, in data 26 febbraio 2010, da parte di Enel SpA di un prestito obbligazionario paneuropeo *multitranche* destinato ai risparmiatori *retail*, per un controvalore complessivo di 3.000 milioni di euro, le cui caratteristiche sono le seguenti:
  - 2.000 milioni di euro a tasso fisso 3,5% con scadenza 26 febbraio 2016;
  - 1.000 milioni di euro a tasso variabile con scadenza 26 febbraio 2016.
> l'emissione di prestiti obbligazionari locali del Gruppo Enersis per un valore complessivo di 125 milioni di euro;
> il maggiore utilizzo da parte di Endesa di linee di credito *revolving committed* per complessivi 1.551 milioni di euro;
> il tiraggio da parte di Enel Green Power di un finanziamento agevolato, riconosciuto da Simest, alla scopo di finanziare il progetto Palo Viejo in Guatemala per un controvalore di 44 milioni di euro;
> il tiraggio da parte di OGK-5 di finanziamenti bancari erogati da organismi comunitari per 64 milioni di euro;
> il tiraggio da parte di Enel Green Power di un finanziamento dalla Banca Europea degli Investimenti dell'importo di 300 milioni di euro.

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il *fair value*, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi. Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il *fair*

value 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, ivi inclusi gli *spread* creditizi di Enel SpA.

Milioni di euro	Saldo contabile	*Fair value*	Saldo contabile	*Fair value*
	al 31.12.2010		al 31.12.2009	
Obbligazioni:				
- a tasso fisso	27.650	29.291	25.273	26.712
- a tasso variabile	8.605	8.789	7.712	8.012
Totale	**36.255**	**38.080**	**32.985**	**34.724**
Finanziamenti bancari:				
- a tasso fisso	735	728	441	480
- a tasso variabile	15.798	15.968	22.629	23.395
Totale	**16.533**	**16.696**	**23.070**	**23.875**
Preference share:				
- a tasso variabile	1.474	1.500	1.463	1.388
Totale	**1.474**	**1.500**	**1.463**	**1.388**
Debiti verso altri finanziatori:				
- a tasso fisso	773	792	627	609
- a tasso variabile	404	405	614	640
Totale	**1.177**	**1.197**	**1.241**	**1.249**
TOTALE	**55.439**	**57.473**	**58.759**	**61.236**

Nelle successive tabelle sono indicate le variazioni intervenute nell'esercizio nei finanziamenti a lungo termine distinguendo tra quote con scadenza superiore a 12 mesi e quote correnti.

Finanziamenti a lungo termine (escluse le quote correnti)

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	26.459	24.689	1.770
- a tasso variabile	7.942	7.200	742
Totale	**34.401**	**31.889**	**2.512**
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	702	375	327
- a tasso variabile	14.882	21.257	(6.375)
Totale	**15.584**	**21.632**	**(6.048)**
Preference share:			
- a tasso fisso	-	-	-
- a tasso variabile	1.474	1.463	11
Totale	**1.474**	**1.463**	**11**
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	699	401	298
- a tasso variabile	282	465	(183)
Totale	**981**	**866**	**115**
TOTALE	**52.440**	**55.850**	**(3.410)**

Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine

Milioni di euro	Saldo contabile		
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	2010-2009
Obbligazioni:			
- a tasso fisso	1.191	584	607
- a tasso variabile	663	512	151
Totale	**1.854**	**1.096**	**758**
Finanziamenti bancari:			
- a tasso fisso	33	66	(33)
- a tasso variabile	916	1.372	(456)
Totale	**949**	**1.438**	**(489)**
Debiti verso altri finanziatori:			
- a tasso fisso	74	226	(152)
- a tasso variabile	122	149	(27)
Totale	**196**	**375**	**(179)**
TOTALE	**2.999**	**2.909**	**90**

Al 31 dicembre 2010 il 39% (51% al 31 dicembre 2009) dell'indebitamento finanziario netto è espresso a tassi variabili. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse di tipo *cash flow hedge*, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2010 risulta pari al 14% (26% al 31 dicembre 2009). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'esposizione residua dell'indebitamento finanziario netto al rischio tasso di interesse si attesterebbe al 7% (20% al 31 dicembre 2009).

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono impegni (*covenant*) in capo alle società debitrici (Enel, Endesa e le altre società del Gruppo) e in alcuni casi in capo a Enel nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali *covenant* sull'indebitamento di Enel fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes,* ai finanziamenti erogati sia dalla BEI sia dalla Cassa Depositi e Prestiti, al *Credit Agreement* 2007, al *Credit Agreement* 2009, alla linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sottoscritta nel mese di aprile 2010. Contestualmente è stata estinta la linea di credito *revolving* di 5 miliardi di euro. Nessuno di tali *covenant* risulta a oggi disatteso.
Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può creare o mantenere in essere (se non per effetto di disposizione di legge) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi prestito obbligazionario quotato o che si preveda venga quotato, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;

> clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" degli altri prestiti obbligazionari presenti e futuri dell'emittente;

> fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, insolvenza, ovvero mancato pagamento di quote capitale o di interessi, messa in liquidazione dell'emittente ecc.), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento; in base alle clausole di "*cross default*", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno del 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;

> clausole di rimborso anticipato in caso di nuove imposizioni fiscali, in base alle quali è consentito il rimborso alla pari in qualsiasi momento in relazione a tutte le obbligazioni in circolazione.

I principali *covenant* previsti per i finanziamenti erogati a favore di alcune società del Gruppo Enel da parte della BEI possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali Enel non costituirà o fornirà a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nei singoli contratti da parte della Società o delle società controllate del Gruppo Enel, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o *pro quota* ai finanziamenti in oggetto;

> clausole che prevedono il mantenimento del rating del garante (sia esso Enel o banche di gradimento della BEI) al di sopra di determinati livelli; in caso di garanzia fornita da Enel, il patrimonio netto del Gruppo Enel non deve risultare inferiore a determinati livelli;

> clausole di "*material change*", in base alle quali, al verificarsi di un determinato evento (operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda, modifica di struttura di controllo della società ecc.), si dovrebbe apportare un conseguente adeguamento al contratto, in mancanza del quale si configurerebbe un'ipotesi di rimborso anticipato immediato, senza pagamento di alcuna commissione;

> obblighi di informativa periodica alla BEI;

> obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;

> clausola di "risoluzione del contratto", in base alla quale, al verificarsi di un determinato evento (gravi inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto, mancato pagamento alla scadenza, sospensione dei pagamenti, stato di insolvenza, amministrazione straordinaria, cessione dei beni ai creditori, scioglimento, liquidazione, cessione totale o parziale dell'attività, dichiarazione di fallimento o concordato preventivo o amministrazione controllata, notevole diminuzione del patrimonio ecc.), si configurerebbe l'ipotesi di esigibilità del prestito immediata.

Nel corso del 2009 è stato sottoscritto un contratto di finanziamento tra Cassa Depositi e Prestiti SpA, in qualità di mutuante, ed Enel Distribuzione SpA, in qualità di mutuatario. I principali *covenant* contenuti in tale contratto di finanziamento e nella garanzia rilasciata da Enel SpA a esso accessoria possono essere riassunti come segue:

> clausola di risoluzione e di decadenza dal beneficio del termine, in base alla quale il verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento di quote capitale o di interessi, ovvero mancato adempimento delle obbligazioni previste dal contratto, ovvero il verificarsi di un effetto sostanzialmente pregiudizievole ecc.) configura la facoltà per Cassa Depositi e Prestiti di risolvere il contratto;

> clausola in cui non è consentito il rilascio da parte di Enel o delle proprie società controllate rilevanti (definite ai sensi del contratto e della garanzia come le società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile e/o consolidate e il cui fatturato o il cui totale attivo lordo sia pari o superiore al 10% del fatturato o del totale attivo lordo consolidato) di privilegi, garanzie, vincoli ecc. aggiuntivi a eccezione di quelli espressamente consentiti, a meno che non vi sia stato un preventivo consenso da parte Cassa Depositi e Prestiti;

> clausole che prevedono da parte di Enel un obbligo a informare Cassa Depositi e Prestiti sia periodicamente sia al verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, la variazione del *credit rating* di Enel, ovvero nel caso in cui si sia verificato un evento di inadempimento per una somma superiore a un determinato importo, in relazione a qualsiasi indebitamento finanziario contratto da Enel e/o Enel Distribuzione e/o da qualsiasi loro società controllata rilevante ecc.). La violazione di tale obbligo conferisce a Cassa Depositi e Prestiti la facoltà di avvalersi della decadenza dal beneficio del termine;

> clausola che prevede al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), che l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non debba eccedere 6 volte l'EBITDA consolidato su base annua. Lo stesso contratto prevede che a partire dal 1° gennaio 2013 l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annua.

Nel corso del 2010 è stata sottoscritta una linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro tra Enel SpA, Enel Finance International NV (precedentemente Enel Finance International SA), in qualità di *borrower* e un *pool* di banche, in qualità di *lenders*.

I principali *covenant* previsti per il *Credit Agreement* 2007, per il *Credit Agreement* 2009 e per la linea di credito *revolving* da 10 miliardi di euro, sostanzialmente simili, possono essere riassunti come segue:

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali il *borrower* (e le sue controllate rilevanti) non può creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse)

ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario presente e futuro;

> clausole "*pari passu*", in base alle quali gli impegni di pagamento costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo del debitore, e sono senza preferenza tra loro e almeno allo stesso livello di "*seniority*" degli altri finanziamenti presenti e futuri;

> clausola di "*change of control*" (che scatta nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) Enel o alcune delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del *borrower*;

> fattispecie di "*event of default*", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento, mancato rispetto del contratto, falsa dichiarazione, insolvenza o dichiarazione di insolvenza del *borrower* o di alcune delle controllate rilevanti, cessazione dell'attività, intervento del Governo e/o nazionalizzazione, processo o procedimento amministrativo con potenziale effetto negativo, attività illegali, nazionalizzazione ed espropriazione governativa o acquisto coatto del *borrower* o di una sua controllata rilevante), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento. Tale inadempimento, se non sanato in un determinato periodo di tempo, comporta in virtù della clausola di "*acceleration*" l'obbligo del rimborso anticipato del finanziamento che diviene immediatamente esigibile;

> in base alle clausole di "*cross default*", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) emesso dall'emittente o dalle società controllate rilevanti (definite come società consolidate i cui ricavi lordi o il cui totale dell'attivo rappresentino non meno di una precisa percentuale, pari al 10% dei ricavi lordi consolidati o del totale dell'attivo consolidato), si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile;

> obblighi di informativa periodica.

Nel *Credit Agreement* 2007 e nel *Credit Agreement* 2009 sono inoltre presenti i seguenti *covenant*:

> clausole di rimborso obbligatorio anticipato, in base alle quali, al verificarsi di determinati eventi rilevanti (quali, per esempio, emissione di strumenti sul mercato dei capitali, accensione di prestiti bancari, emissioni azionarie o *asset disposal*), l'emittente dovrà rimborsare anticipatamente i fondi così ottenuti per una quota pari a specifiche percentuali decrescenti determinate sulla base dell'utilizzo della linea;

> clausola di "*gearing*", in base alla quale al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale), l'indebitamento finanziario netto di Enel non deve eccedere 6 volte l'EBITDA consolidato su base annua;

> clausola di "*subsidiary financial indebtedness*", in base alla quale l'importo aggregato netto dell'indebitamento finanziario delle *subsidiary* controllate da Enel (a eccezione dell'indebitamento finanziario delle *permitted subsidiary*) non deve eccedere il 20% del totale dell'attivo lordo consolidato.

Ai sensi del solo *Credit Agreement* 2009, a partire dal 2012, al termine di ogni periodo di misurazione (semestrale): (i) la clausola di "*gearing*" prevede che l'indebitamento finanziario netto di Enel non dovrà superare 4,5 volte il valore dell'EBITDA consolidato su base annua; e (ii) il rapporto tra il valore dell'EBITDA consolidato su base annua e l'interesse netto consolidato passivo non dovrà essere inferiore a 4.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital SA nell'ambito del programma di *Global Medium Term Notes* possono essere sintetizzati nel seguente modo:

> clausole di "*cross default*", in base alle quali si verificherebbe un'accelerazione nel rimborso del debito nel caso in cui si verifichi un inadempimento (superiore a determinati importi) su un qualsiasi indebitamento finanziario, in capo a Endesa SA e/o Endesa Capital SA, quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati;

> clausole "*negative pledge*", in base alle quali l'emittente non può concedere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire qualsiasi indebitamento finanziario quotato o passibile di quotazione in mercati regolamentati, a meno che le stesse garanzie non siano estese pariteticamente o *pro quota* alle obbligazioni in oggetto;

> clausole "*pari passu*", in base alle quali i titoli e le garanzie sono almeno allo stesso livello di "*seniority*" di tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa SA.

Si ricorda infine che nessun finanziamento acceso da Endesa, International Endesa BV ed Endesa Capital contiene clausole di *cross-default* riguardanti il debito delle società controllate in America Latina.

Gli impegni relativi ai *project finance* concessi alle società controllate relative alle energie rinnovabili e ad altre controllate latinoamericane contengono i *covenant* tipici della prassi internazionale. I principali impegni sono costituiti da clausole che prevedono che tutti gli *asset* assegnati ai progetti siano impegnati in favore dei creditori.
Una residua parte dell'indebitamento di Enersis e di Endesa Chile (entrambe società controllate indirettamente da Endesa) è soggetta a clausole di *cross-default*, in base alle quali nel caso si verifichi un evento di inadempimento (mancato pagamento o mancato rispetto di determinati obblighi) su un qualsiasi indebitamento finanziario di una società controllata da Enersis o Endesa Chile, si verifica inadempimento anche sul prestito in oggetto che diviene immediatamente esigibile.
Inoltre, molti di questi accordi contengono anche clausole di *cross-acceleration* al verificarsi di determinati eventi, talune azioni governative, atti di insolvenza ed espropri giudiziali di beni. In aggiunta a quanto sopra indicato, si segnala che il finanziamento relativo al 4 maggio 2009 prevede una clausola di *change of control* che si attiva nel caso in cui la partecipazione posseduta da Enel in Endesa scenda al di sotto del 51% del capitale sociale di Endesa.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto.

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Denaro e valori in cassa	6	6	-
Depositi bancari e postali	5.158	4.164	994
Titoli	95	97	(2)
Liquidità	**5.259**	**4.267**	**992**
Crediti finanziari a breve termine	1.289	2.049	(760)
Crediti finanziari per operazioni di *factoring*	319	304	15
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	9.290	767	8.523
Crediti finanziari correnti	**10.898**	**3.120**	**7.778**
Debiti verso banche	(231)	(927)	696
Commercial paper	(7.405)	(6.573)	(832)
Quota corrente di finanziamenti bancari	(949)	(1.438)	489
Utilizzi di linee di credito *revolving*	(50)	(20)	(30)
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(1.854)	(1.096)	(758)
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(196)	(375)	179
Altri debiti finanziari correnti	(523)	(22)	(501)
Totale debiti finanziari correnti	**(11.208)**	**(10.451)**	**(757)**
Posizione finanziaria corrente netta	**4.949**	**(3.064)**	**8.013**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(15.584)	(21.632)	6.048
Obbligazioni	(34.401)	(31.889)	(2.512)
Preference share	(1.474)	(1.463)	(11)
Debiti verso altri finanziatori	(981)	(866)	(115)
Posizione finanziaria non corrente	**(52.440)**	**(55.850)**	**3.410**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	**(47.491)**	**(58.914)**	**11.423**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.567**	**8.044**	**(5.477)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(44.924)**	**(50.870)**	**5.946**

30. TFR e altri benefíci ai dipendenti - *Euro 3.069 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci 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.
La voce "Benefíci pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefíci relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza, mentre per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro.

La voce "Altri benefíci" accoglie le passività relative a programmi a benefíci definiti non incluse nella voce precedente.
Nel seguito si evidenziano la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e del *fair value* delle attività asservite ai piani dei benefíci, nonché la riconciliazione di tali passività attuariali, al netto delle relative attività, con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2010 e al 31 dicembre 2009.

Milioni di euro	Benefíci pensionistici		Altri benefíci	
	2010	2009	**2010**	2009
Variazioni nella passività attuariale:				
Passività attuariale a inizio esercizio	2.938	2.087	2.081	1.622
Costo normale	31	22	31	20
Oneri finanziari	160	143	88	85
Erogazioni	(217)	(216)	(117)	(110)
Altri movimenti	(19)	(21)	(8)	24
Variazione area di consolidamento	-	453	-	197
(Utili)/Perdite attuariali	193	351	8	235
(Utili)/Perdite su cambi	93	119	11	8
Passività classificate per la vendita	(4)	-	-	-
Passività attuariale a fine esercizio	**3.175**	**2.938**	**2.094**	**2.081**
Variazioni delle attività a servizio dei piani:				
Fair value delle attività all'inizio dell'esercizio	1.442	694	-	-
Variazione area di consolidamento	-	355	-	-
Rendimento atteso delle attività a servizio del piano	104	69	-	-
Utili/(Perdite) attuariali	4	254	-	-
Contributi versati dalla società	155	103	-	-
Altri movimenti	22	4	-	-
(Utili)/Perdite su cambi	65	97	-	-
Benefíci liquidati	(217)	(134)	-	-
***Fair value* a fine esercizio**	**1.575**	**1.442**	**-**	**-**
Riconciliazione del valore contabile:				
Passività attuariale netta	1.600	1.496	2.094	2.081
Perdite/(Utili) netti non riconosciuti	368	208	257	259
Passività riconosciuta nel bilancio	**1.232**	**1.288**	**1.837**	**1.822**

La variazione di perimetro di consolidamento riportata nel 2009 si riferisce essenzialmente all'acquisizione dell'ulteriore quota partecipativa del 25,01% di Endesa.
Si evidenzia inoltre che, con riferimento ai dipendenti Endesa in Spagna inclusi nell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, essi partecipano a un piano pensionistico dedicato a contribuzione definita e a un piano a benefíci definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Inoltre, vi sono alcuni obblighi a beneficio dei lavoratori durante il loro pensionamento, connessi principalmente alle forniture di energia elettrica.

Al di fuori della Spagna, soprattutto in Brasile, sono in vigore infine piani pensionistici a benefíci definiti.

Le passività riconosciute in bilancio a fine esercizio sono esposte al netto del *fair value* delle attività, interamente riferibili a Endesa, al servizio dei piani (ove quest'ultimo non sia superiore a quello delle relative passività), pari al 31 dicembre 2010 a 1.575 milioni di euro, e delle perdite attuariali nette non riconosciute, pari a 625 milioni di euro.
Con riguardo alle attività a servizio del piano, pari al 31 dicembre 2010 a 1.687 milioni di euro (di cui 1.575 milioni di euro a rettifica della passività per benefíci pensionistici e 112 milioni di euro iscritti tra le attività finanziarie non correnti), il valore di mercato di tali attività si riferisce a beni che si trovano in Spagna per il 65% (70% al 31 dicembre 2009) e in Brasile per il 35% (30% al 31 dicembre 2009).

Tali attività sono composte come segue in termini percentuali.

% di composizione	**2010**	2009
Azioni	25	27
Titoli a reddito fisso	69	68
Investimenti immobiliari e altro	6	5
Totale	**100**	**100**

Tali attività includono al 31 dicembre 2010 azioni od obbligazioni emesse da società del Gruppo Endesa per 10 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Il rendimento atteso delle attività è stato stimato tenendo conto delle previsioni sull'andamento dei principali mercati azionari e finanziari a reddito fisso, e supponendo per le categorie di attivi una ponderazione simile a quella dell'anno precedente. Il rendimento reale per l'anno 2010 è stato dello 0,4% in Spagna e del -1.9% in altri Paesi (12,4% in Spagna e 18,3% negli altri Paesi nel 2009).

Nella seguente tabella è evidenziato l'impatto a Conto economico dei benefíci ai dipendenti.

Milioni di euro	Benefíci pensionistici		Altri benefíci	
	2010	2009	**2010**	2009
Costo normale	31	22	31	20
Oneri finanziari	160	143	88	85
Rendimento atteso delle attività al servizio dei piani	(104)	(69)	-	-
Ammortamento (utili)/perdite attuariali	19	9	19	20
(Utili)/Perdite da riduzione e/o estinzione dei piani	(11)	-	(7)	(19)
Effetto per applicazione IFRIC 14	11	11	-	-
Totale	**106**	**116**	**131**	**106**

I costi per benefíci ai dipendenti rilevati nel 2010 sono pari a 237 milioni di euro (222 milioni di euro nel 2009), di cui 144 milioni di euro per oneri netti di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari (159 milioni di euro nel 2009) e 93 milioni di euro rilevati tra i costi del personale.
Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefíci ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Estero	Italia	Estero
	2010		2009	
Tasso di attualizzazione	4,3%	3,37%-10,5%	4,3%	3,53%-13,94%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,0%-4,0%	2,3%-7,5%	2,5%-3,5%	3,0%-8,8%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	3,0%	3,5%-10,5%	3,0%	3,0%-6,5%
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	2,94%-12,09%	-	3,87%-13,41%

Al 31 dicembre 2010, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più alti, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più alta di 17 milioni di euro con un impatto negativo complessivo a Conto economico, in termini di costo e oneri finanziari, per 1 milione di euro. Al 31 dicembre 2010, se i tassi tendenziali dei costi per assistenza sanitaria a tale data fossero stati di 1 punto base più bassi, a parità di ogni altra variabile, la passività per assistenza sanitaria sarebbe stata più bassa di 14 milioni di euro con impatto positivo a Conto economico, in termini di costo normale e oneri finanziari, per 1 milione di euro.

31. Fondi rischi e oneri - *Euro 9.026 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2009 *restated*	Accantont.	Rilasci	Utilizzi e altri movimenti	Riclassifica a "Passività possedute per la vendita"	**al 31.12.2010**	*di cui a breve termine*
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:							
- *decommissioning* nucleare	3.054	136	(120)	(50)	-	3.020	185
- smantellamento e ripristino impianti	529	17	-	(50)	(30)	466	5
- contenzioso legale	781	175	(30)	(30)	-	896	104
- oneri emissioni CO_2	42	-	(5)	(25)	-	12	12
- oneri su imposte e tasse	543	222	(96)	54	-	723	119
- altri	1.514	424	-	(176)	(73)	1.689	523
Totale	**6.463**	**974**	**(251)**	**(277)**	**(103)**	**6.806**	**948**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.383	374	(6)	(524)	(7)	2.220	693
TOTALE	**8.846**	**1.348**	**(257)**	**(801)**	**(110)**	**9.026**	**1.641**

Fondo per *decommissioning* nucleare

Il fondo per "*decommissioning* nucleare" si riferisce:

> per 2.618 milioni di euro (2.728 milioni di euro al 31 dicembre 2009) agli impianti V1 e V2 a Jasklovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce, e include il fondo per smaltimento scorie nucleari per 196 milioni di euro (261 milioni di euro al 31 dicembre 2009), il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.571 milioni di euro (1.604 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e il fondo smantellamento impianti nucleari per 851 milioni di euro (863 milioni di euro al 31 dicembre 2009); i tempi stimati per l'esborso finanziario degli oneri tengono conto delle attuali conoscenze applicabili in tema di regolamentazione ambientale, dei tempi operativi utilizzati per la stima degli oneri, nonché della criticità connessa all'arco temporale molto lungo in cui tali costi si potrebbero manifestare. L'attualizzazione degli oneri inclusi nei fondi è stata effettuata utilizzando tassi compresi in un intervallo tra il 4,15% e il 4,55%;

> per 402 milioni di euro (326 milioni di euro al 31 dicembre 2009) agli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del regio decreto n. 1349/03 e della legge n. 24/05. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "*post-operational costs*").

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite.

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura.

Fondo oneri per incentivo all'esodo

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 - *Euro 2.591 milioni*

Al 31 dicembre 2010 la voce accoglie per 2.591 milioni di euro (2.964 milioni di euro al 31 dicembre 2009) la valutazione a *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge* e *fair value hedge.*

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei contratti derivati di *cash flow hedge, fair value hedge* e di *trading*.

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	2010-2009
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	10.704	11.504	566	629	(63)
- cambi	6.806	10.046	1.557	1.772	(215)
- *commodity*	171	41	5	2	3
Totale	**17.681**	**21.591**	**2.128**	**2.403**	**(275)**
Derivati *fair value hedge*:					
- cambi	215	500	19	52	(33)
Totale	**215**	**500**	**19**	**52**	**(33)**
Derivati di *trading*:					
- tassi	3.439	2.856	157	164	(7)
- cambi	88	150	4	4	-
- *commodity*	452	442	283	341	(58)
Totale	**3.979**	**3.448**	**444**	**509**	**(65)**
TOTALE	**21.875**	**25.539**	**2.591**	**2.964**	**(373)**

Il valore nozionale dei contratti derivati classificati tra le passività finanziarie non correnti, relativi a *cash flow hedge*, risulta al 31 dicembre 2010 pari a 17.681 milioni di euro e il corrispondente *fair value* è pari a 2.128 milioni di euro.

I contratti derivati di *cash flow hedge* su tasso di interesse in essere al 31 dicembre 2010 riguardano essenzialmente la copertura del rischio di tasso di interesse su alcuni finanziamenti a lungo termine a tasso variabile. La diminuzione del nozionale e del *fair value* negativo dei derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse è dovuta principalmente a una riclassifica a "*trading*" di una parte dei contratti derivati di *cash flow hedge* stipulati a copertura del rischio tasso di interesse sull'indebitamento contratto da Enel SpA nel 2007, relativi alla linea sindacata di originari 35 miliardi e risultati in *overhedge* in seguito al rimborso volontario anticipato.

I derivati di *cash flow hedge* su tasso di cambio sono relativi essenzialmente alle operazioni di copertura (mediante *cross currency interest rate swap*) delle emissioni obbligazionarie in sterline e dollari statunitensi. Il *fair value* risente della variazione dell'euro nei confronti delle valute coperte.

I derivati di *trading* si riferiscono principalmente a operazioni in derivati poste in essere con l'intento di copertura per le quali non si ravvisa l'opportunità di designazione quali operazioni di *cash flow hedge/fair value hedge* o per le quali non sono soddisfatti i requisiti formali richiesti dallo IAS 39.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

> contratti derivati stipulati da Endesa per un *fair value* di 2 milioni di euro classificato di *cash flow hedge* e per un *fair value* di 37 milioni di euro classificato di *trading*;

> operazioni di copertura dell'oscillazione prezzo dell'energia mediante contratti bilaterali fisici per un *fair*

value di 3 milioni di euro classificato di *cash flow hedge*;

> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 246 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati passivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2010			
Derivati *cash flow hedge*				
- tassi	566	-	566	-
- cambi	1.557	-	1.557	-
- *commodity*	5		5	
Totale	2.128	-	2.128	-
Derivati *fair value hedge*				
- cambi	19	-	19	-
Totale	19	-	19	-
Derivati di *trading*				
- tassi	157	-	157	-
- cambi	4	-	4	-
- *commodity*	283	3	173	107
Totale	444	3	334	107
TOTALE	**2.591**	**3**	**2.481**	**107**

Il saldo contabile della voce di livello 3 è relativo al derivato implicito (identificato come derivato implicito C nella nota 5 del presente Bilancio consolidato) sul prezzo del gas contenuto in un contratto di acquisto di energia stipulato da Slovenské elektrárne in Slovacchia. In particolare, si evidenzia come la valutazione di tale contratto sia realizzata in due parti. Nella prima parte si determina il valore di mercato dell'energia acquistata, mentre nella seconda parte, tramite una simulazione Monte Carlo, si determina il valore del contratto. Il *fair value* del contratto è uguale alla differenza tra la media dei valori ottenuti dalla simulazione e il valore di mercato dell'energia acquistata.

Con riferimento a esso si fornisce di seguito il dettaglio della movimentazione dell'esercizio, che comprende anche la quota di passività corrente (vedi nota 36) pari al 31 dicembre 2010 a 51 milioni di euro.

Milioni di euro	Derivati impliciti di Slovenské elektrárne
Saldo di apertura al 1° gennaio 2010	**168**
(Utili)/Perdite a Conto economico	(10)
Saldo di chiusura al 31 dicembre 2010	**158**

Gli utili e le perdite totali rilevati a Conto economico nell'esercizio si riferiscono per 13 milioni di euro a un decremento del risultato operativo e per 3 milioni di euro a maggiori proventi finanziari netti.

33. Altre passività non correnti - *Euro 1.244 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Passività differite	994	1.080	(86)
Altre partite	250	179	71
Totale	**1.244**	**1.259**	**(15)**

La voce al 31 dicembre 2010 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

Passività correnti

34. Finanziamenti a breve termine - *Euro 8.209 milioni*

Al 31 dicembre 2010 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 8.209 milioni di euro, registrando un incremento di 667 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*	Valore contabile	*Fair value*
	al 31.12.2010		al 31.12.2009 *restated*		2010-2009	
Debiti verso banche a breve termine	281	281	947	947	(666)	(666)
Commercial paper	7.405	7.405	6.573	6.573	832	832
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	343	343	-	-	343	343
Altri debiti finanziari a breve termine	180	180	22	22	158	158
Indebitamento finanziario a breve	**8.209**	**8.209**	**7.542**	**7.542**	**667**	**667**

I debiti rappresentati da *commercial paper* si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2010 nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA e rinnovato nel mese di aprile 2010, nonché al programma di Endesa Latinoamérica per un importo di 3.000 milioni di euro, al programma di *Pagarés* di Endesa Capital per un importo di 2.000 milioni di euro e al programma di *Pagarés* in capo a Térmica Portuguesa per un importo di 23 milioni di euro (tenuto conto del consolidamento proporzionale).

Al 31 dicembre 2010 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 7.405 milioni di euro, dei quali 5.322 milioni di euro in capo a Enel Finance International, 2.002 milioni di euro in capo a Endesa Latinoamérica, 34 milioni di euro in capo a Endesa Capital, 26 milioni di euro in capo a Enersis e 21 milioni di euro in capo a Térmica Portuguesa.

Il valore nozionale delle *commercial paper*, pari a 7.420 milioni di euro, è denominato in euro (per 7.063 milioni di euro), in dollari statunitensi (per un controvalore pari a 274 milioni di euro), in yen (per un controvalore pari a 55 milioni di euro) e in franchi svizzeri (per un controvalore pari a 28 milioni di euro).

Le *commercial paper* emesse in divise diverse dall'euro sono interamente coperte dal rischio di cambio mediante operazioni di *currency swap*.

35. Debiti commerciali - *Euro 12.373 milioni*

La voce, pari a 12.373 milioni di euro, accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

36. Passività finanziarie correnti - *Euro 1.672 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Passività finanziarie differite	711	869	(158)
Contratti derivati	776	859	(83)
Altre partite	185	56	129
Totale	**1.672**	**1.784**	**(112)**

Nella tabella che segue sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei "Contratti derivati".

Milioni di euro	Nozionale		*Fair value*		
	al 31.12.2010	al 31.12.2009	**al 31.12.2010**	al 31.12.2009	2010-2009
Derivati *cash flow hedge*:					
- tassi	244	153	3	3	-
- cambi	1.972	1.316	45	50	(5)
- *commodity*	609	1.150	19	120	(101)
Totale	2.825	2.619	67	173	(106)
Derivati *fair value hedge*:					
- tassi	-	360	-	8	(8)
- cambi	36	-	2	-	2
Totale	36	360	2	8	(6)
Derivati *net investment in a foreign operation*:					
- cambi	-	319	-	9	(9)
Totale	-	319	-	9	(9)
Derivati di *trading*:					
- tassi	284	190	33	18	15
- cambi	2.804	1.055	124	30	94
- *commodity*	2.637	2.944	550	621	(71)
Totale	5.725	4.189	707	669	38
TOTALE	**8.586**	**7.487**	**776**	**859**	**(83)**

I derivati di *trading* su tasso di cambio si riferiscono essenzialmente a operazioni in derivati a copertura del rischio cambio connesso al prezzo delle *commodity* che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi contabili per il trattamento in *hedge accounting*.

I derivati su *commodity* si riferiscono sostanzialmente a:

> contratti derivati di *cash flow hedge* su carbone e su energia per un *fair value* complessivo di 19 milioni di euro;

> contratti derivati su *commodity* relativi a combustibili per un *fair value* di 333 milioni di euro;

> operazioni di *trading* su energia e altre *commodity* che presentano un *fair value* di 99 milioni di euro;

> derivati impliciti relativi a contratti di acquisto e vendita di energia in Slovacchia, che presentano un *fair value* di 118 milioni di euro.

Nella tabella che segue sono riepilogati i saldi del *fair value* dei derivati passivi, suddivisi in funzione del criterio di misurazione come previsto dalle modifiche intervenute sull'IFRS 7.

Milioni di euro		Livello 1	Livello 2	Livello 3
	al 31.12.2010			
Derivati *cash flow hedge*				
- tassi	3	-	3	-
- cambi	45	-	45	-
- *commodity*	19	5	14	
Totale	**67**	**5**	**62**	**-**
Derivati *fair value hedge*				
- tassi	2	-	2	-
Totale	**2**	**-**	**2**	**-**
Derivati di *trading*				
- tassi	33	-	33	-
- cambi	124	-	124	-
- *commodity*	550	81	418	51
Totale	**707**	**81**	**575**	**51**
TOTALE	**776**	**86**	**639**	**51**

37. Altre passività correnti - *Euro 8.052 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2010	al 31.12.2009 *restated*	2010-2009
Debiti diversi verso clienti	1.500	1.484	16
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	2.519	3.058	(539)
Debiti verso il personale	512	368	144
Debiti tributari diversi	717	589	128
Debiti verso istituti di previdenza	207	190	17
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	655	437	218
Altri	1.942	2.021	(79)
Totale	**8.052**	**8.147**	**(95)**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 882 milioni di euro (728 milioni di euro al 31 dicembre 2009) relativi a importi ricevuti dai clienti in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull'utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i dodici mesi.

I "Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 1.057 milioni di euro (1.738 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sul mercato spagnolo per 1.012 milioni di euro (1.320 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2010 include sostanzialmente le passività relative a Enel Distributie Muntenia per 512 milioni di euro (332 milioni di euro al 31 dicembre 2009), Enel Energie Muntenia per 89 milioni di euro (58 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e Marcinelle Energie per 37 milioni di euro (16 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Tali passività, stimate al *fair value* e classificabili di livello 3, sono determinate in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei relativi contratti; la variazione dell'esercizio ha comportato una riduzione di pari valore nell'avviamento delle relative società controllate.

Passività possedute per la vendita

38. Passività possedute per la vendita - *Euro 998 milioni*

La movimentazione della voce nell'esercizio 2010 è la seguente:

Milioni di euro	al 31.12.2009 *restated*	Riclassifica da passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	**al 31.12.2010**
Finanziamenti a lungo termine	50	415	(79)	14	400
TFR e altri benefíci al personale	2	4	(2)	-	4
Fondi rischi e oneri	9	110	(22)	(35)	62
Passività per imposte differite	31	25	(51)	25	30
Altre passività non correnti	8	18	-	6	32
Finanziamenti a breve termine	40	414	(60)	(64)	330
Debiti commerciali	76	132	(67)	(72)	69
Altre passività correnti	8	41	(2)	24	71
Totale	**224**	**1.159**	**(283)**	**(102)**	**998**

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2010 ammontano a 998 milioni di euro e includono le passività relative alle società bulgare, valorizzate per 482 milioni di euro, le passività di Enel Unión Fenosa Renovables, che concorrono per 328 milioni di euro, oggetto di futura cessione in base all'accordo siglato con Gas Natural in data 30 luglio 2010, nonché talune passività detenute in Irlanda e America Latina per 188 milioni. La voce includeva al 31 dicembre 2009 talune passività relative a società detenute in Grecia e Brasile che in ragione delle decisioni assunte dal *management* rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione tra le passività possedute per la vendita.

39. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, Enel fornisce servizi a un certo numero di società controllate dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo. Nell'attuale quadro regolamentare, in particolare, Enel effettua transazioni con Terna - Rete Elettrica Nazionale (Terna), Acquirente Unico, Gestore dei Servizi Energetici e Gestore dei Mercati Energetici (ciascuno dei quali è controllato, direttamente o indirettamente, dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

I corrispettivi di trasporto dovuti a Terna, nonché alcuni oneri pagati al Gestore dei Mercati Energetici, sono determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le transazioni riferite agli acquisti e alle vendite di energia elettrica effettuate con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e con l'Acquirente Unico avvengono ai prezzi di mercato.

In particolare, le società della Divisione Mercato acquistano energia elettrica dall'Acquirente Unico e regolano con il Gestore dei Servizi Energetici i "Contratti per differenza" relativi all'assegnazione dell'energia CIP 6, oltre a pagare a Terna i corrispettivi per l'uso della rete elettrica nazionale. Le società della Divisione Generazione ed Energy Management, oltre a pagare i corrispettivi per l'uso della Rete Elettrica Nazionale a Terna, effettuano operazioni di compravendita di energia elettrica con il Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica e vendono energia elettrica all'Acquirente Unico. La società della Divisione Energie Rinnovabili operante in Italia vende energia elettrica al Gestore dei Mercati Energetici sulla Borsa dell'energia elettrica.

Enel acquista inoltre da Eni, società in cui il Ministero dell'Economia e delle Finanze detiene una partecipazione di controllo, combustibili per gli impianti di generazione e gas per l'attività di distribuzione e vendita. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato.

La tabella seguente fornisce una sintesi dei rapporti sopra descritti.

	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.12.2010		**2010**	
Acquirente Unico	80	1.059	1.746	6.066
GME	722	632	4.202	3.548
Terna	199	422	1.291	1.986
Eni	7	41	229	661
GSE	12	421	232	35
Poste Italiane	2	39	-	160
Altre	3	43	1	123
Totale	**1.025**	**2.657**	**7.701**	**12.579**

Di seguito vengono riepilogati i rapporti patrimoniali ed economici con società collegate rispettivamente in essere al 31 dicembre 2010 e intrattenuti nel corso dell'esercizio.

	Rapporti patrimoniali		Rapporti economici	
Milioni di euro	Crediti	Debiti	Ricavi	Costi
	al 31.12.2010		**2010**	
Enel Rete Gas	37	106	62	316
SeverEnergia	69	-	4	-
Elica 2	2	1	-	-
CESI	1	14	1	23
LaGeo	7	-	-	-
Società minori	72	12	4	4
Totale	**188**	**133**	**71**	**343**

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo internet http://www.enel.com/it-IT/group/governance/principles/related_parts/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB; essa sostituisce, con effetto a fare data dal 1° gennaio 2011, il regolamento per la disciplina delle operazioni con parti correlate approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA in data 19 dicembre 2006 in attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate, le cui disposizioni hanno trovato applicazione fino al 31 dicembre 2010.

40. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro

	al 31.12.2010
Garanzie prestate:	
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	5.032
Impegni assunti verso fornitori per:	
- acquisti di energia elettrica	50.125
- acquisti di combustibili	60.588
- forniture varie	5.908
- appalti	1.530
- altre tipologie	2.239
Totale	**122.390**
TOTALE	**125.422**

Le garanzie concesse a terzi ammontano a 5.032 milioni di euro includono per 596 milioni di euro gli impegni assunti nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare, relativamente alla disciplina che regola la facoltà di recesso dai contratti di locazione e i relativi canoni, per un periodo di sei anni e sei mesi a decorrere dal mese di luglio 2004. Tali garanzie sono soggette ad adeguamento al ribasso, al trascorrere di ogni anno, per un ammontare prestabilito.
Il *cash flow* previsionale di tali contratti di locazione, incluso il previsto effetto inflattivo, è il seguente:

> 2011: 52 milioni di euro;
> 2012: 53 milioni di euro;
> 2013: 53 milioni di euro;
> 2014: 54 milioni di euro;
> 2015: 55 milioni di euro.

Il *cash flow* previsionale dei contratti di *leasing* operativo sottoscritti da Endesa è il seguente:

> 2011: 40 milioni di euro;
> 2012: 40 milioni di euro;
> 2013: 23 milioni di euro;
> 2014 e seguenti: 173 milioni di euro.

Gli impegni per energia elettrica ammontano al 31 dicembre 2010 a 50.125 milioni di euro, di cui 16.274 milioni di euro relativi al periodo 2011-2015, 8.534 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 7.775 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 17.542 milioni di euro con scadenza successiva.
Gli impegni per acquisti di combustibili, determinati in funzione dei parametri contrattuali e dei cambi in essere alla fine dell'esercizio (trattandosi di forniture a prezzi variabili, per lo più espressi in valuta estera), ammontano al 31 dicembre 2010 a 60.588 milioni di euro, di cui 32.341 milioni di euro relativi al periodo 2011-2015, 20.826 milioni di euro relativi al periodo 2016-2020, 6.247 milioni di euro al periodo 2021-2025 e i rimanenti 1.174 milioni di euro con scadenza successiva.
Le forniture varie includono, per 274 milioni di euro, gli impegni assunti relativamente all'accordo di collaborazione siglato con EDF il 30 novembre 2007 per la costruzione dell'impianto nucleare di Flamanville. Tale ammontare rappresenta la partecipazione di Enel, nella misura del 12,5%, alle spese di costruzione dell'impianto, il cui avvio si prevede per il 2012.

41. Passività e attività potenziali

Contenzioso in materia ambientale

Il contenzioso in materia ambientale riguarda, principalmente, l'installazione e l'esercizio di impianti elettrici di Enel Distribuzione, succeduta a Enel SpA nei relativi rapporti. Enel Distribuzione è convenuta in vari giudizi, civili e amministrativi, nei quali vengono richiesti, spesso con procedure di urgenza, in via cautelare, lo spostamento o la modifica delle modalità di esercizio delle porzioni di rete elettrica, da parte di coloro che risiedono in prossimità delle stesse, sulla base della presunta potenziale dannosità degli impianti, nonostante gli stessi, ad avviso delle società, siano stati installati nel rispetto della normativa vigente in materia. In alcuni casi sono state avanzate richieste di risarcimento dei danni alla salute asseritamente conseguenti all'esposizione ai campi elettromagnetici. L'esito dei giudizi è generalmente

favorevole alla società. Si segnala in merito una decisione del febbraio 2008, che ha riconosciuto il rispetto dei limiti cautelativi di esposizione ai campi elettrici e magnetici previsti dalla normativa vigente che, in conformità agli studi più accreditati in materia e alle indicazioni emergenti a livello europeo, assicura la tutela della salute. Vi sono sporadici casi in cui si sono avute pronunce sfavorevoli, in sede cautelare, che, peraltro, sono state tutte oggetto di impugnativa. Allo stato attuale, nel merito non vi sono sentenze negative passate in giudicato e in nessun caso è stata accolta domanda di risarcimento danni alla salute, mentre in una sola pronuncia del febbraio 2008 (impugnata innanzi alla Corte di Appello competente) è stato riconosciuto un danno legato allo "stress" provocato dalla presenza dell'elettrodotto e dal timore dei possibili effetti negativi alla salute. La prossima udienza è fissata al 9 luglio 2014.

Vanno segnalate anche le controversie concernenti i campi elettromagnetici delle cabine di media e bassa tensione poste all'interno di edifici, peraltro, a giudizio dei tecnici della società, sempre rispettosi dei limiti di induzione previsti dalla normativa nazionale; al riguardo, anche recenti decisioni hanno confermato che il rispetto della specifica vigente normativa assicura la tutela della salute.

Nell'agosto 2008 è stata depositata una sentenza della Corte di Cassazione (relativa a un elettrodotto di trasmissione a 380 kW "Forlì-Fano", non più di proprietà Enel) la quale, in contrasto con le attuali risultanze scientifiche in materia, ha ritenuto sussistente il nesso causale tra le cefalee lamentate da alcuni soggetti e l'esposizione ai campi elettromagnetici. La situazione relativa al contenzioso si è progressivamente evoluta grazie al chiarimento del quadro legislativo intervenuto a seguito della legge quadro sulla tutela dall'inquinamento elettromagnetico (n. 36 del 22 febbraio 2001), e del decreto di attuazione relativo agli elettrodotti (decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003). La normativa introdotta dai citati provvedimenti, infatti, ha armonizzato l'intera materia sul territorio nazionale. È stato previsto, tra l'altro, un programma di dieci anni, a partire dall'entrata in vigore della citata legge n. 36/01, per il risanamento degli elettrodotti, nonché la possibilità di recupero integrale o parziale, tramite le tariffe, degli oneri sostenuti dai proprietari delle linee di trasmissione e distribuzione e delle cabine, secondo criteri che dovranno essere determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai sensi della legge n. 481/95, trattandosi di costi sopportati nell'interesse generale. Si segnala che non è stato ancora emanato il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, relativo alla determinazione dei criteri di elaborazione dei piani di risanamento degli elettrodotti (art. 4, comma 4, legge n. 36/01), necessario per la presentazione da parte dei distributori delle proposte di tali piani alle Regioni (art. 9, comma 2, legge n. 36/01).

Con decreto del 29 maggio 2008 del Direttore Generale per la salvaguardia ambientale del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare sono state approvate le procedure di misura e di valutazione dell'induzione magnetica, ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'8 luglio 2003, nonché con decreto del medesimo Ministero del 29 maggio 2008 sono state approvate le metodologie di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti, ai sensi dell'art. 4, comma 1, lett. h) della legge n. 36/01.

Sono pendenti, infine, talune vertenze in materia urbanistica e ambientale, connesse con la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti di produzione e di linee di distribuzione. L'esame di tali vertenze fa ritenere, in linea generale, come remoti eventuali esiti negativi. Per un numero limitato di giudizi non si possono tuttavia escludere esiti sfavorevoli le cui conseguenze potrebbero consistere, oltre che nell'eventuale risarcimento dei danni, nel sostenimento di oneri connessi alle modifiche degli impianti e alla temporanea indisponibilità degli impianti stessi.

Evoluzione del procedimento penale dinanzi al Tribunale di Milano e delle pronunce della Corte dei Conti su ex dirigenti

Nel febbraio 2003 la Procura della Repubblica di Milano avviò un procedimento a carico di ex Amministratori e dirigenti della società Enelpower nonché terzi, per vari illeciti compiuti in danno della società, consistenti, tra l'altro, nella percezione di pagamenti da parte di fornitori per l'aggiudicazione di talune commesse. Nel gennaio 2008 il Giudice per le indagini preliminari ha ammesso la costituzione di parte civile delle Società Enel SpA, Enelpower SpA ed Enel Produzione SpA. Il 27 aprile 2009 il Giudice per le indagini preliminari ha pronunciato sentenza di patteggiamento per alcuni imputati, mentre i due ex Amministratori e il dirigente di Enelpower sono stati rinviati a giudizio dinanzi al Tribunale di Milano. Apertosi il dibattimento nel gennaio del 2010, il giudice ha successivamente pronunciato, in data 20 aprile 2010, sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione nei

confronti di alcuni imputati, tra cui gli ex Amministratori e dirigenti coinvolti per i reati di corruzione e appropriazione indebita. Il processo, tuttavia, continua nei confronti degli stessi imputati per il reato di associazione a delinquere ed Enelpower, Enel Produzione ed Enel SpA rimangono costituite quali parti offese per tali ipotesi di reato.
A seguito del venire meno del titolo per il risarcimento del danno economico in esito alla sentenza della Corte di Cassazione del 19 dicembre 2009 n. 26806/09 – limitatamente ai danni patrimoniali accertati con la sentenza di appello della Corte dei Conti n. 532/08 – e della estinzione dei reati per prescrizione (per i reati di appropriazione indebita e corruzione), sono state avviate avanti ai Tribunali di Monza e di Udine due azioni civili di risarcimento, in via extracontrattuale, del danno cagionato dalle medesime condotte illecite oggetto di accertamento nell'ambito del giudizio contabile e penale nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti Enel. Inoltre, Enel Produzione ed Enelpower hanno promosso azioni revocatorie nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, ottenendo l'inefficacia nei loro confronti di alcuni atti di dismissione di cespiti. Si precisa, infine, che a seguito delle procedure esecutive mobiliari avviate nei confronti degli ex Amministratori e dirigenti, sono stati recuperati già oltre 450.000 euro. Enelpower, peraltro, si era costituita nel giudizio per riciclaggio a carico dei medesimi soggetti dinanzi alle autorità giudiziarie svizzere. Con sentenza notificata il 2 luglio 2010 il Tribunale Penale Federale di Bellinzona, per quanto riguarda le pretese formulate dalle parti civili, ha rilevato che essendo le stesse già costituite in Italia per il medesimo danno, sarebbe preclusa la possibilità di pretendere il risarcimento in Svizzera. Enel ha ricorso avverso tale sentenza. Sempre in Svizzera, Enelpower ha ottenuto il sequestro conservativo delle somme depositate su conti correnti svizzeri degli indagati per un importo complessivo di circa 32 milioni di franchi svizzeri (pari a circa 23 milioni di euro).

Contenzioso BEG

Con sentenza del 20 ottobre 2010 la Corte di Cassazione italiana ha confermato la decisione della Corte d'Appello di Roma del 7 aprile 2009, che aveva rigettato integralmente l'impugnativa proposta da BEG avverso il lodo arbitrale a lei sfavorevole. La suddetta pronuncia della Corte di Cassazione riguarda la nota vicenda relativa al giudizio promosso dinanzi alla Camera Arbitrale di Roma da BEG SpA, nel novembre 2000, nei confronti di Enelpower, in relazione al presunto inadempimento di un contratto di collaborazione per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania, retto dalla legge italiana. In particolare, BEG chiese la condanna di Enelpower al risarcimento di danni per circa 120 milioni di euro.
Si è ancora in attesa della fissazione dell'udienza dinanzi alla Corte di Cassazione albanese in relazione all'impugnativa proposta da Enel avverso la sentenza della Corte d'Appello albanese che, in data 28 aprile 2010, aveva confermato la decisione di primo grado con cui il Tribunale di Tirana aveva attribuito ad Albania BEG Ambient un risarcimento per danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e un risarcimento, sempre per asserita responsabilità extracontrattuale, per gli anni successivi non quantificato.
Inoltre, con atto di citazione notificato il 28 settembre 2010, Enelpower ed Enel hanno convenuto in giudizio BEG SpA dinanzi al Tribunale di Roma chiedendo l'accertamento della responsabilità extracontrattuale di BEG con conseguente condanna di quest'ultima a risarcire il danno arrecato a Enelpower (a titolo contrattuale ed extracontrattuale) e a Enel (a titolo extracontrattuale) in misura pari alla somma che l'una e/o l'altra potrebbero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient in caso di esecuzione delle sentenze rese dalla giurisdizione albanese. La prima udienza di trattazione si è tenuta il 18 gennaio 2011 e il giudice si è riservato in merito alla richiesta di Enel e di Enelpower di termini per poter replicare alle allegazioni ed eccezioni della controparte.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al *black-out* del 28 settembre 2003

In relazione al *black-out* del 28 settembre 2003, sono state presentate numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle Regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. In primo grado tali giudizi si sono conclusi per circa due terzi con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di Tribunale che si sono pronunciati in sede di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione, motivando

sia in relazione alla carenza di prova dei danni denunciati, sia riconoscendo l'estraneità della società all'evento. Le poche sentenze sfavorevoli a Enel Distribuzione sono state tutte impugnate davanti alla Corte di Cassazione, che si è sempre pronunciata a favore di Enel, confermando il primo orientamento già emesso con le ordinanze (nn. 17282, 17283 e 17284) del 23 luglio 2009, che, accogliendo i ricorsi e rigettando le domande dei clienti, ha escluso tassativamente la responsabilità di Enel Distribuzione.
Nel mese di maggio 2008 Enel ha notificato alla Compagnia assicuratrice un atto di citazione volto ad accertare il diritto a ottenere, a norma di polizza, il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli.
Al 30 novembre del 2010 i giudizi pendenti per il *black-out* del 2003 risultano ridotti a circa 70.000 per effetto delle pronunce giudiziali passate in giudicato e/o delle rinunce alle azioni da parte degli attori, mentre si è arrestato il flusso di nuove azioni giudiziarie.

Contenzioso in tema di modalità gratuite di pagamento della bolletta

Con sentenza n. 2507/2010, il 3 maggio 2010 il Consiglio di Stato ha accolto l'appello dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) avverso la sentenza n. 321/08 del 13 febbraio 2008 con cui il TAR Lombardia aveva annullato la delibera n. 66/07. Con quest'ultimo provvedimento l'AEEG aveva irrogato a Enel Distribuzione una sanzione amministrativa pari a 11,7 milioni di euro per non aver ottemperato a quanto previsto nella delibera n. 55/00 in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione. Enel Distribuzione ha presentato ricorso per ottenere la revocazione del suddetto provvedimento innanzi al Consiglio di Stato, che si è pronunciato con sentenza di rigetto in data 24 febbraio 2011.
È ancora pendente invece il ricorso proposto in data 29 ottobre 2010 dinanzi alla Corte Europea dei Diritti dell'Uomo di Strasburgo. Con la citata sentenza, infatti, il Consiglio di Stato, a giudizio di Enel, ha dato un'interpretazione del principio giuridico di legalità che si pone in netto contrasto con quanto solitamente affermato dalla giurisprudenza della Corte Europea. L'accoglimento del ricorso comporterebbe la condanna nei confronti dello Stato italiano a un risarcimento commisurato all'importo versato con la sanzione pagata.

Contenzioso Finmek/ Enel.Factor

In data 29 aprile 2009 è stato notificato a Enel.Factor un atto di citazione da parte di Finmek SpA, società in amministrazione straordinaria. Il contenzioso trae origine da un contratto di *factoring* che prevedeva la cessione dei crediti da Finmek a Enel.Factor, relativi a un contratto di fornitura di contatori elettronici per la telelettura dei consumi, sottoscritto da Enel Distribuzione e Finmek. Le suddette cessioni di credito hanno avuto inizio nel 2001 e sono proseguite fino al mese di aprile del 2004, quando la Finmek SpA è stata ammessa alla procedura di amministrazione straordinaria. Finmek con l'atto di citazione ha chiesto sia l'accertamento dell'inopponibilità delle cessioni di credito effettuate tra il 7 maggio 2003 e il 23 marzo 2004 sia la revoca e/o l'inefficacia delle cessioni di credito nello stesso periodo. L'ammontare complessivo della richiesta di Finmek è pari a circa 50 milioni di dollari statunitensi. La prossima udienza innanzi al Tribunale di Padova è fissata al 29 marzo 2011.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel - Risarcimento del danno ambientale

Con sentenza del 31 marzo 2006 il Tribunale di Adria, a conclusione di un procedimento penale iniziato nel 2005, ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alla emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza, provvisoriamente esecutiva per gli effetti civili, ha condannato, fra l'altro, gli imputati ed Enel in solido, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di una pluralità di soggetti, persone fisiche ed enti locali. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati, mentre la quantificazione del risarcimento a favore di alcuni enti pubblici (Regioni Veneto ed Emilia Romagna, Provincia di Rovigo e

Comuni vari) è stato rimesso a un successivo giudizio civile, liquidando però – a titolo di "provvisionale" – circa 2,5 milioni di euro complessivi.
Nei confronti della sentenza del Tribunale di Adria è stato presentato appello sia dalla Società sia dai dipendenti e dagli ex Amministratori della stessa. In data 12 marzo 2009 la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori, escludendo il danno ambientale e disponendo quindi la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. I dipendenti sono stati condannati a pene modeste e i risarcimenti ai soggetti non pubblici sono stati dimezzati. Avverso detta favorevole sentenza di appello hanno presentato ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituitesi in appello. Con dispositivo del 12 gennaio 2011 la Corte di Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello di Venezia con riferimento alla revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale alle parti civili Regione, Comuni e Parco Delta del Po, nonché con riferimento ai reati contestati agli ex Amministratori Delegati e ai capi centrale, in quanto estinti per prescrizione, e ha rinviato alla Corte d'Appello di Venezia in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Le motivazioni della sentenza verranno rese note presumibilmente tra qualche mese. Si precisa che con riferimento alle somme liquidate a favore di alcuni enti pubblici, la Società ha già provveduto alla liquidazione delle medesime in forza di atto transattivo intervenuto nel corso del 2008.

Contenzioso WISCO

In data 19 maggio 2010 Enel.NewHydro e Trenitalia hanno sottoscritto un accordo transattivo per la definizione del giudizio arbitrale avviato nel 2007 dalla società Enel.NewHydro Srl nei confronti di Trenitalia SpA in relazione alla partecipazione nella Water & Industrial Services Company W.I.S.C.O. SpA (di seguito "WISCO") e al corrispondente accordo concluso (da Enel.Hydro SpA, cui è succeduta per scissione Enel.NewHydro Srl) con Trenitalia SpA in data 23 dicembre 2003. Nell'ambito di tale giudizio Enel.NewHydro aveva chiesto l'accertamento della mancata realizzazione del progetto di sviluppo e valorizzazione di WISCO, presupposto del citato accordo, con conseguente invalidità/inefficacia dello stesso contratto e dell'acquisto, in allora, della partecipazione del 51% in WISCO da Trenitalia (per 15 milioni di euro), oltre che l'inefficacia/invalidità dell'opzione di vendita (a Enel.NewHydro) della residua partecipazione di Trenitalia in WISCO pari al 49% del capitale sociale di quest'ultima. Trenitalia, per parte sua, aveva chiesto il rigetto delle avverse domande e l'accertamento della validità degli accordi vincolanti per Enel.NewHydro, nonché dell'esercizio della *put* posto in essere in data 22 maggio 2007 da Trenitalia, con prezzo di vendita pari a 17,5 milioni di euro; chiedeva, inoltre, anche il risarcimento di danni eventualmente subiti e dimostrati. In virtù del suddetto accordo transattivo sottoscritto tra le parti, Trenitalia ha trasferito a Enel.NewHydro il residuo 49% del capitale sociale di WISCO, mentre Enel.NewHydro ha effettuato il pagamento del prezzo di 16.575.000 euro (al netto dello sconto di 925.000 euro e dell'abbuono degli interessi maturati).
Contestualmente WISCO e Trenitalia hanno sottoscritto un *addendum* al contratto di servizi di depurazione del 6 aprile 2004, che prevede un ampliamento delle attività affidate a WISCO da Trenitalia.

Estensione dell'applicazione dell'imposta comunale sugli immobili ("ICI")

Con l'art. 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'art. 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 a esso strutturalmente connesse, anche in via transitoria, cui possono accedere, mediante qualsiasi mezzo di unione, parti mobili allo scopo di realizzare un unico bene complesso".
Si fa notare che la Commissione Tributaria Regionale (CTR) dell'Emilia Romagna, con ordinanza n. 16/13/06 depositata il 13 luglio 2006, 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 e ha, pertanto, confermato la legittimità della nuova disposizione interpretativa, i cui principali effetti per il Gruppo sono 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 da 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, infine, 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 Produzione ed Enel Green Power, pertanto, relativamente ai contenziosi in essere, continueranno a stare in giudizio per richiedere un sostanziale ridimensionamento dei valori originariamente attribuiti dagli Uffici del Territorio a queste parti d'impianto, ma hanno comunque provveduto all'adeguamento del Fondo rischi e oneri in misura adeguata a contrastare l'eventuale rischio di totale soccombenza, anche in relazione ai nuovi accertamenti sinora pervenuti. Non hanno 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 che comunque per la maggior parte riguarderebbero impianti di minori dimensioni.

Spagna

Nel marzo del 2009 la società Josel SL ha proposto un giudizio contro Endesa Distribución Eléctrica SL per la risoluzione del contratto di vendita di determinati immobili a causa della modificazione di qualificazione urbanistica degli stessi. Con tale domanda è stata richiesta la restituzione di oltre 85 milioni di euro più interessi. Endesa Distribución Eléctrica SL si è opposta alla richiesta di risoluzione del contratto presentata dalla Josel SL. L'ultima udienza si è tenuta il 13 luglio 2010 e si è in attesa della sentenza.

In data 19 maggio 2009 l'*Ayuntamiento de Granadilla de Abona* ha notificato a Endesa una sanzione di 72 milioni di euro per la costruzione della Centrale Generadora de Ciclo Combinato 2 di Granadilla. In data 13 luglio 2009 Endesa ha presentato ricorso innanzi al tribunale amministrativo contro tale sanzione. Il 18 settembre 2009 è stata inoltre ottenuta in via cautelare la sospensione del pagamento della sanzione. In data 1° settembre 2010 si è aperta la fase istruttoria.

In relazione all'imposta sui beni immobili, l'Amministrazione tributaria spagnola ha realizzato una nuova valutazione catastale dei c.d. "*Bienes Inmuebles de Características Especiales*". Tale nuova valutazione ha effetto a partire dall'anno 2008 per i porti e le centrali di produzione di energia elettrica idrauliche, termiche convenzionali, nucleari e, dall'anno 2009, per i parchi eolici e gli impianti fotovoltaici. Dette valutazioni sono state oggetto di ricorso da parte dalle corrispondenti società del Gruppo Endesa. Per gli anni 2008 e 2009 l'importo delle liquidazioni derivante dai nuovi valori catastali corrisponde a 67 milioni di euro, sebbene l'ammontare contestato da Endesa corrisponda a 31 milioni di euro.

Brasile

Nel 2005 l'Amministrazione tributaria brasiliana ha notificato ad Ampla un accertamento tributario che è stato oggetto di specifica impugnazione. L'Amministrazione tributaria ritiene che il regime tributario speciale, che esonera la tassazione in Brasile degli interessi percepiti dai sottoscrittori di una emissione di *Fixed Rate Notes* realizzata da Ampla nel 1998, non sia applicabile. Il 6 dicembre 2007 Ampla ha ottenuto giudizio favorevole nel secondo grado di giudizio amministrativo contro il quale la "*Hacienda Publica*" brasiliana ha presentato un ricorso speciale al Consiglio Superiore dei Ricorsi Fiscali. Il valore della causa è di circa 335 milioni di euro.

Nel corso del 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha stabilito che l'*Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios* (ICMS) dovrebbe essere determinato e pagato nei giorni 10, 20, 30 del medesimo mese in cui l'imposta è maturata; tuttavia Ampla ha continuato a pagare tale imposta in conformità al sistema precedente (fino al quinto giorno del mese successivo). Nonostante un accordo informale con lo Stato di Rio de Janeiro e due leggi di condono fiscale, nell'ottobre

del 2004 Ampla ha ricevuto una multa per ritardato pagamento dell'ICMS, avverso la quale la società ha presentato ricorso. Il giudizio di primo grado è stato favorevole allo Stato di Rio de Janeiro e Ampla ha ricorso in appello, rigettato il 26 agosto 2010. Ampla ha dunque presentato un ulteriore ricorso, questa volta davanti al "*Consejo Pleno de Contribuyentes*" dello Stato di Rio de Janeiro, che è tuttora pendente. Il valore della causa è di circa 76 milioni di euro.

Una società di costruzioni brasiliana era titolare di un contratto per opere civili con la società brasiliana CELF (posseduta dallo Stato di Rio de Janeiro), che ha risolto tale accordo. Quale conseguenza del trasferimento di *asset* da CELF ad Ampla Energia e Serviços, la suddetta società di costruzioni brasiliana ha sostenuto che tale trasferimento è stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti di creditore verso CELF (derivanti dal contratto di opere civili menzionato) e, nel 1998, ha avviato un'azione legale contro Ampla. Nel marzo 2009 il tribunale brasiliano ha accolto tale domanda e Ampla e lo Stato di Rio de Janeiro hanno presentato i rispettivi appelli. Nel dicembre 2009 la Corte adita ha accolto gli appelli.
Avverso tale decisione è stato proposto dalla società di costruzioni ricorso innanzi alla Corte di Cassazione che ha rigettato la domanda. La società di costruzioni ha quindi proposto un nuovo ricorso ("*de Agravo Regimental*") dinanzi al *Tribunal Superior de Justicia de Brasil*, che è stato respinto a fine agosto 2010 per essere stato proposto senza motivo. A seguito di tale decisione, la stessa società ha richiesto un "*mandado de segurança*", ultimo rimedio giurisdizionale al fine di ottenere dal giudice una dichiarazione del presunto diritto della società di costruzioni al recupero di quanto reclamato. Il valore della causa è di circa 309 milioni di euro.
Nel 1998 CIEN ha sottoscritto con Tractebel un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di sua proprietà. A causa della regolamentazione argentina, emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009 Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN e quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese. CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Nell'ambito del contenzioso Tractebel ha manifestato l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. La causa prosegue nella fase istruttoria.
Per analoghe ragioni anche la società Furnas nel giugno 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 235 milioni di euro, oltre i danni da quantificare. Le ragioni di CIEN sono similari a quelle del precedente caso. A fine luglio CIEN ha presentato atto di contestazione della domanda e, successivamente, Furnas ha depositato memoria di replica. Il giudice ha aperto la fase istruttoria. Inoltre, il 18 ottobre 2010 ha chiesto alle parti di manifestare il loro eventuale interesse a una "Udienza di Conciliazione".

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

Accordo per lo sviluppo della geotermia in Turchia

In data 24 gennaio 2011 Enel Green Power ha raggiunto un accordo con il gruppo industriale turco Uzun per lo sviluppo di impianti geotermici in Turchia. In particolare, l'intesa siglata prevede la costituzione di una società di ricerca ed esplorazione gestita e partecipata a maggioranza da Enel Green Power e per una quota di minoranza da Meteor, società controllata al 70% da Uzun e al 30% dalla società turca di consulenza geotermica G-Energy. La nuova società deterrà un pacchetto di 142 licenze esplorative nella zona occidentale del Paese, dove effettuare le attività di esplorazione superficiale e profonda finalizzate all'individuazione di risorse geotermiche adatte alla generazione di energia elettrica e calore. Le licenze sono state ottenute dalla Meteor in base alla legge che prevede la possibilità per i privati di investire nella ricerca di risorse geotermiche per il loro utilizzo come fonte di produzione di energia, riscaldamento e per l'agricoltura. Enel Green Power finanzierà inizialmente l'esplorazione

di superficie per procedere all'identificazione delle zone più idonee per lo sviluppo dei progetti geotermici, dando luogo a quello che potrebbe risultare uno dei poli più importanti nel settore geotermico in Turchia. Meteor parteciperà *pro quota* agli investimenti effettuati da Enel Green Power per le attività di esplorazione sia superficiale sia profonda. Saranno poi costituite apposite società, sempre a maggioranza Enel Green Power, per lo sviluppo di ciascun progetto geotermico individuato nelle diverse zone.

Rimborso *Credit Facility*

In data valuta 31 gennaio 2011 è stato effettuato un ulteriore rimborso anticipato volontario del *Credit Facility Agreement* in capo a Enel Finance International ed Enel SpA, di cui:

> 1.484 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2012;
> 1.042 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2014;
> 474 milioni di euro relativi alla *tranche* in scadenza nel 2016.

Vendita di CAM e Synapsis

In data 24 febbraio 2011 si è completata la cessione alla società peruviana Grana y Montero della società Multi-American Company (CAM), per un importo di 20 milioni di dollari.
Successivamente, in data 1° marzo 2011 è stata perfezionata la cessione della società Synapsis IT Solutions and Services (Synapsis) a Riverwood Capital, per un corrispettivo di 52 milioni di dollari.
Entrambe le società sono classificate nel presente Bilancio consolidato tra le attività e passività possedute per la vendita.

Emissione di obbligazioni da collocare presso investitori istituzionali

In data 2 marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, nell'ambito della strategia di estensione della scadenza media del debito consolidato di Gruppo e al fine di ottimizzare il profilo delle relative scadenze a medio e lungo termine, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2011 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 1 miliardo di euro.
Le emissioni potranno essere effettuate direttamente da parte di Enel SpA ovvero da parte della controllata olandese Enel Finance International NV (con garanzia della Capogruppo), in relazione alle opportunità che questa seconda soluzione potrà offrire per il collocamento su mercati regolamentati esteri e/o per il *private placement* presso investitori istituzionali esteri.
Il Consiglio di Amministrazione ha infine demandato all'Amministratore Delegato il compito di ripartire le emissioni obbligazionarie tra le due società sopra indicate, nonché di definire gli importi, le valute, i tempi e le caratteristiche delle singole emissioni, con facoltà di richiederne la quotazione presso uno o più mercati regolamentati.

Acquisto di ulteriori quote nel capitale di CESI SpA

In data 11 marzo 2011 Enel SpA ha acquistato l'intera partecipazione detenuta da E.ON Produzione SpA in CESI SpA, corrispondente al 3,9% (134.033 azioni) del capitale sociale di quest'ultima. Successivamente, in data 25 marzo 2011, sono state acquisite da Edison, Edipower, Iren Energia e A2A altre quote azionarie della stessa società, corrispondenti al 9,6% (328.432 azioni) del capitale sociale. A valle di tali operazioni, la partecipazione di Enel SpA nella società si attesta al 39,4% del relativo capitale sociale.

Accordo per la cessione di Maritza

In data 14 marzo 2011 Enel ha raggiunto un accordo con ContourGlobal per la cessione dell'intero capitale delle società olandesi Maritza East III Power Holding BV e Maritza O&M Holding Netherland BV, titolari rispettivamente del 73% del capitale della società bulgara Maritza East 3 AD, proprietaria a sua volta di una centrale a lignite con capacità installata pari a 908 MW (Maritza), e del 73% del

capitale della società bulgara Enel Operations Bulgaria AD, responsabile della gestione e manutenzione dell'impianto di Maritza.
Il corrispettivo complessivo riconosciuto da ContourGlobal per le partecipazioni societarie oggetto di cessione da parte di Enel è pari a 230 milioni di euro; il perfezionamento dell'operazione, previsto entro luglio 2011, è subordinato all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni da parte delle autorità competenti.

43. Piani di incentivazione a base azionaria

Dal 2000 al 2008 sono stati attuati con cadenza annuale in ambito aziendale piani a base azionaria (ossia, piani di *stock option* e piani di *restricted share units*) intesi a dotare il Gruppo Enel – in linea con la prassi internazionale e delle maggiori società italiane quotate in Borsa – di uno strumento di incentivazione e di fidelizzazione del *management*, in grado a sua volta di sviluppare per le risorse chiave il senso di appartenenza all'Azienda e di assicurarne nel tempo una costante tensione alla creazione di valore, determinando in tal modo una convergenza tra gli interessi degli azionisti e quelli del *management*.
Vengono quindi di seguito fornite indicazioni sui piani di incentivazione a base azionaria adottati da Enel e ancora in essere nel corso dell'esercizio 2010.

Piano di *stock option* 2008

Il Piano 2008 prevede l'assegnazione ai dirigenti individuati dal Consiglio di Amministrazione di opzioni personali e intrasferibili *inter vivos* relative alla sottoscrizione di un corrispondente numero di azioni ordinarie Enel di nuova emissione. Le principali caratteristiche del Piano 2008 sono di seguito evidenziate.

Destinatari

Per quanto riguarda i destinatari del Piano – tra cui figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale – tale strumento è rivolto esclusivamente a un ristretto novero di posizioni dirigenziali, coincidenti con la prima linea di riporto del Vertice aziendale. Da tale piano è stato escluso il direttore della Divisione Infrastrutture e Reti, al quale sono stati assegnati altri strumenti di incentivazione caratterizzati da obiettivi specifici attinenti alla relativa area di *business*. Tale esclusione trova fondamento nell'obbligo in capo a Enel – connesso alla piena liberalizzazione del settore elettrico intervenuta a decorrere dal 1° luglio 2007 – di porre in essere un *unbundling* amministrativo e contabile, tale da separare le attività facenti capo alla Divisione Infrastrutture e Reti dalle attività delle altre aree di *business* del Gruppo.
I destinatari sono stati suddivisi in due differenti fasce (nella prima delle quali rientra il solo Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale) e il quantitativo base di opzioni assegnate a ciascuno di essi è stato individuato in funzione della retribuzione annua lorda dei diversi destinatari e del rilievo strategico della posizione da ciascuno di essi ricoperta, nonché del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto alla sottoscrizione delle azioni risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nell'apposito regolamento del Piano.
L'esercizio delle opzioni è subordinato al raggiungimento di due obiettivi di carattere gestionale, calcolati entrambi su base consolidata triennale: (i) l'"*earning per share*" (EPS, rappresentato dalla ripartizione del risultato netto del Gruppo sul numero di azioni Enel in circolazione) relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento, e (ii) il "*return on average capital employed*" (ROACE, rappresentato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto medio) relativo al triennio 2008-2010, anch'esso calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento. In funzione del livello di raggiungimento di

tali obiettivi, la determinazione del quantitativo di opzioni effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene sulla base di una scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel e può variare, in aumento o in diminuzione rispetto al quantitativo base di opzioni assegnate, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120%.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il livello di raggiungimento degli indicati obiettivi di carattere gestionale, le opzioni assegnate possono essere esercitate a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione e fino al sesto anno successivo a quello di assegnazione, in qualsiasi momento, fatti salvi due *blocking period* annuali della durata indicativa di un mese ciascuno (individuati a ridosso dell'approvazione del progetto di Bilancio di esercizio e della Relazione semestrale da parte del Consiglio di Amministrazione).

Strike price

Lo *strike price* è stato originariamente fissato nella misura di euro 8,075, pari al prezzo di riferimento dell'azione Enel rilevato dal sistema telematico della Borsa Italiana in data 2 gennaio 2008. Il prezzo di sottoscrizione è stato successivamente rideterminato dal Consiglio di Amministrazione in data 9 luglio 2009 nella misura di euro 7,118, per tenere conto della conclusione nello stesso mese di luglio 2009 dell'operazione di aumento di capitale effettuata da Enel e dei riflessi che dalla stessa sono derivati sull'andamento di mercato del titolo Enel.
La sottoscrizione delle azioni risulta a totale carico dei destinatari, non prevedendo il Piano alcuna agevolazione a tale riguardo.

Azioni a servizio del Piano

Nel giugno 2008 l'Assemblea straordinaria di Enel ha deliberato di conferire al Consiglio di Amministrazione una delega quinquennale ad aumentare il capitale sociale a pagamento, per un massimo di 9.623.735 euro.

Sviluppo del Piano di *stock option* 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, si è accertato che nel corso del triennio 2008-2010 sia l'EPS sia il ROACE si sono posizionati a un livello superiore rispetto a quello indicato nei *budget* degli anni di riferimento, facendo divenire in tal modo esercitabile un numero di opzioni pari al 120% di quelle originariamente assegnate ai destinatari, in applicazione dell'apposita scala di *performance* fissata dal Consiglio di Amministrazione di Enel.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *stock option* 2008.

Totale opzioni assegnate	Numero destinatari	*Strike price*	Verifica condizioni del Piano	Opzioni decadute fino al 31.12.2009	Opzioni decadute nel 2010
8.019.779 (1)	16 dirigenti del Gruppo	euro 8,075 (2)	Opzioni esercitabili	Nessuna	Nessuna

(1) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel, in occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento dei due obiettivi gestionali sopra indicati (EPS e ROACE), risultano divenute effettivamente esercitabili n. 9.623.735 opzioni.
(2) Lo *strike price* è stato rideterminato in euro 7,118 a far data dal 9 luglio 2009 per tenere conto degli effetti sull'andamento del titolo Enel derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.

Riconoscimento di un *bonus* correlato alla porzione dei dividendi riconducibile a dismissione di *asset*, da attribuire in concomitanza con l'esercizio di *stock option*

Nel mese di marzo 2004 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di attribuire – a decorrere dal 2004, in favore dei destinatari dei diversi piani di *stock option* che esercitino le opzioni loro assegnate – un apposito *bonus*, la cui misura è previsto venga di volta in volta determinata dal Consiglio stesso in occasione dell'adozione di deliberazioni

concernenti la destinazione degli utili e che risulta parametrata alla quota dei "dividendi da dismissioni" (come di seguito definiti) distribuiti dopo l'assegnazione delle opzioni. Presupposto di tale iniziativa è che la quota parte di dividendi riconducibile a operazioni straordinarie di dismissione di *asset* patrimoniali e/o finanziari (c.d. "dividendi da dismissioni") sia da configurare come una forma di restituzione agli azionisti di una quota del valore dell'Azienda, suscettibile come tale di determinare riflessi sull'andamento del titolo.

Beneficiari di tale *bonus* sono quindi i destinatari dei piani di *stock option* che, per il fatto di trovarsi (per libera scelta ovvero per i vincoli posti dalle condizioni di esercizio o dai *vesting period*) a esercitare le opzioni loro assegnate in un momento successivo a quello dello stacco dei suddetti "dividendi da dismissioni", possano risultare penalizzati da tale situazione. Tale *bonus* non è invece riconosciuto per la porzione di dividendi di altra natura, quali quelli riconducibili alla gestione corrente ovvero a rimborsi provenienti da provvedimenti regolatori.

In concreto, a decorrere dal 2004 i destinatari dei piani di *stock option* hanno diritto a percepire, in sede di esercizio delle opzioni loro assegnate, una somma pari ai "dividendi da dismissioni" che risultino essere stati distribuiti da Enel dopo l'assegnazione delle opzioni e prima dell'esercizio delle stesse. Il *bonus* in questione viene corrisposto dalla società del Gruppo di appartenenza del destinatario e risulta assoggettato all'ordinaria imposizione fiscale, quale reddito da lavoro dipendente. In base a tale disciplina, il Consiglio di Amministrazione ha finora determinato: (i) un *bonus* pari a 0,08 euro per opzione esercitata, in relazione al dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2003) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 giugno 2004; (ii) un *bonus* pari a 0,33 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 25 novembre 2004; (iii) un *bonus* pari a 0,02 euro per opzione esercitata, in relazione al saldo del dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2004) di 0,36 euro per azione messo in pagamento a decorrere dal 23 giugno 2005; (iv) un *bonus* pari a 0,19 euro per opzione esercitata, in relazione all'acconto sul dividendo (di pertinenza dell'esercizio 2005) di identico importo per azione messo in pagamento a decorrere dal 24 novembre 2005.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2010 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i vari piani è pari all'1,31% e che l'ulteriore sviluppo dei piani stessi è suscettibile, in teoria, di elevare tale diluizione fino a un livello massimo dell'1,41%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione intervenuta nel corso degli esercizi 2008, 2009 e 2010 dei piani di *stock option* adottati da parte di Enel, con le principali assunzioni utilizzate ai fini del calcolo del *fair value*.

Evoluzione dei piani di *stock option*

Numero di opzioni	Piano 2004	Piano 2007	Piano 2008	**Totale**
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2008	38.527.550	27.920.000	8.019.779 (1)	**74.467.329**
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2008	26.437.815	-	-	**26.437.815**
Opzioni decadute al 31 dicembre 2008	2.112.800	760.166	-	**2.872.966**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2008	9.976.935	27.159.834	8.019.779 (1)	**45.156.548**
Opzioni decadute nel 2009	9.976.935	27.159.834	-	**37.136.769**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2009	-	-	8.019.779 (1)	**8.019.779**
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2010	-	-	8.019.779 (2)	**8.019.779**
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,18	0,29	0,17	
Volatilità	17%	13%	21%	
Scadenza opzioni	Dicembre 2009	Dicembre 2013	Dicembre 2014	

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, è previsto che divenga effettivamente esercitabile un massimo di n. 9.623.735 opzioni.

(2) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008, sono divenute effettivamente esercitabili n. 9.623.735 opzioni, pari al 120% del quantitativo base assegnato (n. 8.019.779 opzioni).

Stock option attribuite al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche

Nella tabella seguente sono indicati i dati relativi alle *stock option* di pertinenza del Direttore Generale (e Amministratore Delegato) di Enel SpA e dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società. I dati relativi a questi ultimi sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'art. 78 e nell'allegato 3C della deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti").

A ciascuna opzione indicata nella tabella corrisponde la sottoscrizione di una azione.

		Opzioni possedute all'inizio del 2010			Opzioni assegnate nel 2010 (3)	Opzioni esercitate nel 2010 (3)	Opzioni scadute nel 2010	Opzioni possedute alla fine del 2010		
Nome e cognome	Carica ricoperta	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media	Numero opzioni	Numero opzioni	Numero opzioni	Numero opzioni	Prezzo medio di esercizio (euro)	Scadenza media
Fulvio Conti	Direttore Generale Enel SpA	1.322.772 (1)	7,118	2014	-	-	-	1.587.326 (2)	7,118	2014
	Dirigenti con responsabilità strategiche (3)	6.697.007 (4)	7,118	2014	-	-	-	8.036.409 (5)	7,118	2014

(1) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, è previsto che divenga effettivamente esercitabile un massimo di n. 1.587.326 opzioni.
(2) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008, sono divenute effettivamente esercitabili n. 1.587.326 opzioni, pari al 120% del quantitativo base assegnato (n. 1.322.772 opzioni).
(3) Nel corso dell'esercizio 2010 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.
(4) Nel caso in cui il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008 si collochi al livello più elevato della relativa scala di *performance*, è previsto che divenga effettivamente esercitabile un massimo di n. 8.036.409 opzioni.
(5) A seguito delle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA, in occasione dell'approvazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel relativo all'esercizio 2010, circa il livello di raggiungimento degli obiettivi gestionali (EPS e ROACE) fissati per il Piano di *stock option* 2008, sono divenute effettivamente esercitabili n. 8.036.409 opzioni, pari al 120% del quantitativo base assegnato (n. 6.697.007 opzioni).

Piano di *restricted share units* 2008

Nel giugno 2008 l'Assemblea ordinaria di Enel ha dato avvio a un ulteriore strumento di incentivazione denominato Piano di *restricted share units* – legato anch'esso all'andamento dell'azione Enel – che si differenzia dai piani di *stock option* in quanto non comporta l'emissione di nuove azioni ed è quindi privo di effetti diluitivi sul capitale sociale. Tale strumento consiste nell'assegnazione ai destinatari di diritti che consentono di ricevere un controvalore in denaro pari al prodotto del numero delle *units* esercitate per il valore medio registrato dal titolo Enel nel mese precedente l'esercizio delle *units* stesse.

Destinatari

Il Piano di *restricted share units* è stato indirizzato alla generalità del *management* del Gruppo Enel (ivi inclusi i dirigenti già destinatari del Piano di *stock option* 2008, tra i quali figura anche l'Amministratore Delegato di Enel, nella qualità di Direttore Generale), a eccezione dei dirigenti della Divisione Infrastrutture e Reti per le motivazioni esposte nella descrizione del Piano di *stock option* 2008.

I destinatari sono stati ripartiti in differenti fasce e il quantitativo base di *units* assegnate agli appartenenti a ciascuna di esse è stato determinato assumendo a riferimento il livello medio della retribuzione annua lorda prevista per la fascia di appartenenza di ciascun destinatario, nonché in funzione del prezzo registrato dal titolo Enel al momento iniziale dell'intero periodo coperto dal Piano (vale a dire al 2 gennaio 2008).

Condizioni di esercizio

Il diritto all'esercizio delle *units* – e alla conseguente realizzazione di un controvalore monetario – risulta subordinato alla permanenza dei dirigenti interessati nell'ambito delle società del Gruppo, con talune eccezioni (quali, per esempio, la risoluzione del rapporto di lavoro per collocamento in quiescenza o per invalidità permanente, l'uscita dal Gruppo della società con cui è in essere il rapporto di lavoro, nonché la successione) specificamente disciplinate nell'apposito regolamento del Piano.

Per quanto concerne le condizioni di esercizio, è stato anzitutto individuato un obiettivo di carattere gestionale (c.d. "obiettivo cancello") – avente natura di condizione sospensiva vera e propria – rappresentato: (i) quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al biennio 2008-2009, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento; e (ii) quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dall'EBITDA di Gruppo relativo al triennio 2008-2010, calcolato in base agli importi indicati nei *budget* degli anni di riferimento.

In caso di raggiungimento del c.d. "obiettivo cancello", la determinazione del quantitativo di *units* effettivamente esercitabili da parte di ciascun destinatario avviene in funzione del raggiungimento di un obiettivo di *performance*, rappresentato:

> quanto al primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento all'arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2009 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello di uno specifico indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito dall'indice FTSE Italia All Share, a seguito di analoga sostituzione disposta da Borsa Italiana nel corso del 2009 – e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%); e

> quanto al residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, dal confronto – sempre in una logica di *total shareholders' return* e con riferimento al più ampio arco temporale compreso tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010 – tra l'andamento dell'azione ordinaria Enel, riportato dal sistema telematico di Borsa Italiana SpA, e quello del menzionato indice di riferimento determinato sulla base della media dell'andamento dell'indice MIBTEL (rilevante per il 50%) – sostituito nel corso del 2009 dall'indice FTSE Italia All Share, secondo quanto sopra indicato – e del Bloomberg World Electric Index (rilevante per il 50%);

e potrà variare – rispetto al quantitativo base di *units* assegnate – in aumento o in diminuzione, di una percentuale ricompresa tra 0% e 120% sulla base di una specifica scala di *performance*.

In caso di mancato conseguimento del c.d. "obiettivo cancello" durante il biennio sopra indicato, è comunque prevista per la prima quota pari al 50% delle *units* assegnate una possibilità di recupero condizionata al raggiungimento del medesimo "obiettivo cancello" nel più ampio arco temporale del triennio di cui sopra. È altresì prevista la possibilità di equiparare il posizionamento dell'obiettivo di *performance* registrato nel biennio 2008-2009 a quello registrato dal medesimo obiettivo nel triennio 2008-2010, qualora il livello di *performance* del triennio risulti superiore a quello del biennio, con conseguente recupero del quantitativo delle *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di *performance* e a condizione che il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate non abbia formato ancora oggetto di esercizio.

Modalità di esercizio

Una volta verificato il conseguimento del c.d. "obiettivo cancello", nonché il livello di raggiungimento dell'obiettivo di *performance*, le *units* assegnate possono essere esercitate per una quota del 50% a decorrere dal secondo anno successivo a quello di assegnazione e per la residua quota del 50% a decorrere dal terzo anno successivo a quello di assegnazione, fermo restando per tutte le *units* il termine ultimo di esercizio del sesto anno successivo a quello di assegnazione.

In ogni caso le *units* risultano in concreto esercitabili, durante ciascun anno, esclusivamente nel corso di quattro "finestre" temporali della durata di dieci giorni lavorativi ciascuna (da comunicarsi di volta in volta da parte di Enel) nel corso dei mesi di gennaio, aprile, luglio e ottobre.

Sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008

Dalle verifiche effettuate dal Consiglio di Amministrazione circa la realizzazione delle condizioni di esercizio, è stato accertato quanto segue.

Per quanto riguarda il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che nel corso del biennio 2008-2009 risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo e al contempo la *performance* dell'azione Enel è risultata leggermente superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento, posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 100% di quelle originariamente assegnate.

Per quanto riguarda il residuo 50% del quantitativo base di *units* assegnate, si è accertato che anche nel corso del triennio 2008-2010 risulta essere stato conseguito il c.d. "obiettivo cancello" concernente il superamento dell'EBITDA di Gruppo, mentre la *performance* dell'azione Enel è risultata ben superiore rispetto a quella dell'indice di riferimento, posizionandosi nella scala di *performance* a un livello tale da consentire quindi l'esercitabilità di un numero di *units* pari al 120% di quelle originariamente assegnate.

Tenuto conto che il posizionamento dell'obiettivo di *performance* registrato nel triennio 2008-2010 è risultato pertanto superiore a quello registrato nel biennio 2008-2009, ne consegue la possibilità di recuperare il quantitativo di *units* non divenute effettivamente esercitabili nel biennio 2008-2009 a causa del peggiore posizionamento dell'obiettivo di *performance* in capo ai destinatari che non abbiano ancora esercitato il primo 50% del quantitativo base di *units* assegnate.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dello sviluppo del Piano di *restricted share units* 2008.

Numero di RSU	Piano 2008
RSU esistenti al 31 dicembre 2008 (pari al 100% del quantitativo base di RSU)	1.766.675
RSU decadute nel 2009	11.350
RSU esistenti al 31 dicembre 2009	1.755.325
di cui esercitabili al 31 dicembre 2009	*887.662*
RSU decadute nel 2010	9.648
RSU esercitate nel 2010	472.588
Nuove RSU assegnate e divenute esercitabili in forza della "clausola di recuperabilità" (applicabile al primo 50% del quantitativo base di RSU)	77.950
Nuove RSU assegnate e divenute esercitabili con riferimento al residuo 50% del quantitativo base di RSU	176.667
RSU esistenti al 31 dicembre 2010	1.527.706
di cui esercitabili al 31 dicembre 2010	*1.527.706*
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Fair value al 31 dicembre 2010 (euro)	4,47
Scadenza *restricted share units*	Dicembre 2014

44. Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

I compensi corrisposti agli Amministratori, ai Sindaci, al Direttore Generale e ai dirigenti con responsabilità strategiche di Enel SpA sono riepilogati nella tabella che segue.

Il prospetto è redatto con riferimento al periodo per cui è stata ricoperta la carica e in base al principio di competenza. I dati relativi ai dirigenti con responsabilità strategiche sono forniti in forma aggregata, secondo quanto indicato nell'art. 78 e nell'allegato 3C della deliberazione CONSOB n. 11971/1999 (c.d. "Regolamento Emittenti").

Gli Amministratori di Enel SpA per le cariche ricoperte in società controllate rinunciano a qualsiasi forma di compenso.

Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale è riportata nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, nell'ambito della seconda sezione di tale documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Compensi").

Compensi degli Amministratori, dei Sindaci, del Direttore Generale e dei dirigenti con responsabilità strategiche

Cognome	Nome	Carica ricoperta	Periodo per cui è stata ricoperta la carica	Scadenza della carica
Amministratori e Direttore Generale				
Gnudi	Piero	Presidente	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Conti	Fulvio	A.D. e D.G.	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Ballio	Giulio	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Codogno	Lorenzo	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Costi	Renzo	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Fantozzi	Augusto	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Luciano	Alessandro	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Napolitano	Fernando	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
Tosi	Gianfranco	Consigliere	1/2010-12/2010	approv. bil. 2010
			Totale compensi Amministratori e D.G.	
Sindaci cessati				
Fontana	Franco	Pres. Coll. Sind.	1/2010-4/2010	approv. bil. 2009
Sindaci in carica				
Duca	Sergio	Pres. Coll. Sind.	4/2010-12/2010	approv. bil. 2012
Conte	Carlo	Sindaco effettivo	1/2010-12/2010	approv. bil. 2012
Mariconda	Gennaro	Sindaco effettivo	1/2010-12/2010	approv. bil. 2012
			Totale compensi Sindaci	
		Dirigenti con responsabilità strategiche (14)	**1/2010-12/2010**	
			TOTALE COMPLESSIVO	

(1) Polizza assicurativa.
(2) Di cui (i) euro 420.000,00 quale componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2009, deliberata ed erogata nel corso del 2010 ed (ii) euro 560.000,00 quale componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2010, deliberata ed erogata nel corso del 2011.
(3) Di cui (i) euro 780.000,00 quale componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2009, deliberata ed erogata nel corso del 2010 ed (ii) euro 900.000,00 quale componente variabile dell'emolumento relativa all'esercizio 2010, deliberata ed erogata nel corso del 2011.
(4) Si segnala che tale importo si compone: (i) per euro 701.678,51 della parte fissa dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per l'esercizio 2010; (ii) per euro 910.000,00 della parte variabile dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per l'esercizio 2009, deliberata ed erogata nel corso del 2010; (iii) per euro 1.050.000,00 della parte variabile dell'emolumento relativo alla carica di Direttore Generale per l'esercizio 2010, deliberata ed erogata nel corso del 2011.
(5) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 31.000 quale componente il Comitato per le remunerazioni, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.
(6) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 33.000 quale componente il Comitato per il controllo interno, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.
(7) Emolumento versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze per l'importo di euro 115.000,00, ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.
(8) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 33.250 quale componente il Comitato per il controllo interno, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.
(9) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 36.000 quale coordinatore del Comitato per le remunerazioni, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.

Emolumenti carica (euro)	Benefíci non monetari (euro)	Bonus e altri incentivi (euro)	Altri compensi (euro)	**Totale (euro)**
700.000,00	15.211,38 (1)	980.000,00 (2)(*)		1.695.211,38
600.000,00		1.680.000,00 (3)(*)	2.661.678,51 (4)(*)	4.941.678,51
116.000,00 (5)				116.000,00
118.000,00 (6) (7)				118.000,00
118.250,00 (8)				118.250,00
121.000,00 (9)				121.000,00
118.000,00 (10)				118.000,00
115.500,00 (11)				115.500,00
123.250,00 (12)				123.250,00
2.130.000,00	**15.211,38**	**2.660.000,00**	**2.661.678,51**	**7.466.889,89**
25.000,00				25.000,00
56.902,78				56.902,78
71.694,44 (13)				71.694,44
71.694,44				71.694,44
225.291,66	-	-	-	**225.291,66**
			12.811.890,45	12.811.890,45
2.355.291,66	**15.211,38**	**2.660.000,00**	**15.473.568,96**	**20.504.072,00**

(10) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 33.000 quale componente il Comitato per il controllo interno, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.

(11) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 30.500 quale componente il Comitato per le remunerazioni, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.

(12) Di cui (i) euro 85.000,00 quale componente il Consiglio di Amministrazione, secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008 e (ii) euro 38.250 quale coordinatore del Comitato per il controllo interno, secondo quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 18 giugno 2008.

(13) Emolumento interamente versato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, ai sensi della direttiva della Presidenza del Consiglio dei Ministri - Dipartimento della Funzione Pubblica del 1° marzo 2000.

(14) Nel corso dell'esercizio 2010 hanno rivestito la qualità di dirigenti con responsabilità strategiche i Direttori di funzione di Enel SpA e i Direttori di Divisione, per un totale di 17 posizioni dirigenziali.

(*) Per quanto riguarda la componente variabile degli emolumenti di competenza del vertice societario (in particolare, per le posizioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, cui sono assegnati i medesimi obiettivi), gli obiettivi del Gruppo individuati per l'esercizio 2010 hanno riguardato (i) sia *target* quantitativi, aventi in particolare a oggetto il raggiungimento dell'EBITDA consolidato fissato dal *budget* (peso: 25%), la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato (peso: 20%), il livello di soddisfazione dei clienti che abbiano aderito alle offerte della controllata Enel Energia SpA (peso: 10%), il margine dell'area generazione (peso: 20%), la sicurezza sui luoghi di lavoro (peso: 10%), (ii) sia *target* qualitativi concernenti l'efficacia del piano di comunicazione e informazione sulle competenze nucleari di Enel nonché la valutazione di sintesi sulle risultanze dell'indagine di "clima" nell'ambito del Gruppo (peso complessivo: 15%).

Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Sezione I: struttura di *governance* e assetti proprietari

Premessa

Nel corso del 2010 il sistema di *corporate governance* in atto in Enel SpA (nel prosieguo anche "Enel" o la "Società") e nel gruppo societario che a essa fa capo (nel prosieguo, per brevità, il "Gruppo") ha continuato a mantenersi in linea con i princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate italiane promosso da Borsa Italiana, pubblicato nel marzo 2006 e disponibile sul sito internet di Borsa Italiana all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it/borsaitaliana/ufficio-stampa/comunicati-stampa/2006/codiceautodisciplina_pdf.htm (nel prosieguo, per brevità, il "Codice di Autodisciplina"), nonché con le raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, con la *best practice* riscontrabile in ambito internazionale.

Tale sistema di governo societario risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

Assetti proprietari

Struttura del capitale sociale

Il capitale della Società è costituito esclusivamente da azioni ordinarie, nominative, interamente liberate e assistite da diritto di voto sia nelle Assemblee ordinarie sia in quelle straordinarie. Alla fine dell'esercizio 2010 (e ancora al mese di marzo 2011) il capitale sociale di Enel ammontava a euro 9.403.357.795, suddiviso in altrettante azioni ordinarie da nominali euro 1 ciascuna.

Dal mese di novembre 1999 le azioni della Società risultano quotate presso il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito dalla Borsa Italiana.

Le azioni della Società sono state inoltre quotate dal mese di novembre 1999 fino al mese di dicembre 2007 presso il New York Stock Exchange sotto forma di ADS (*American Depositary Shares*). Su istanza della Società, giustificata dai bassi volumi delle relative negoziazioni, nonché dagli oneri finanziari e amministrativi legati al mantenimento della quotazione e della registrazione delle stesse ADS negli Stati Uniti d'America, nel mese di dicembre 2007 è venuta meno la quotazione delle medesime ADS (*delisting*) su tale mercato. Nel mese di marzo 2008, a seguito del perfezionamento della procedura di *deregistration* delle ADS (e delle azioni ordinarie) Enel presso la Securities and Exchange Commission (SEC), sono cessati gli obblighi informativi della Società previsti dal *Securities Exchange Act* del 1934 e non sono più applicabili nei confronti di Enel le disposizioni in materia di *corporate governance* contenute nel *Sarbanes-Oxley Act*. A tale ultimo riguardo si segnala peraltro che, anche dopo il perfezionamento della *deregistration*, continuano a trovare applicazione presso alcune società latinoamericane del Gruppo, tuttora aventi ADS quotate presso il New York Stock Exchange, i controlli interni relativi alla corretta tenuta delle

scritture contabili previsti dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (come meglio specificato nella seconda sezione del documento *sub* "Sistema di controllo interno" - "Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria").

Partecipazioni rilevanti al capitale sociale e patti parasociali

In base alle risultanze del libro dei soci di Enel, alle comunicazioni effettuate alla CONSOB e pervenute alla Società e alle altre informazioni a disposizione, al mese di marzo 2011 nessun soggetto – a eccezione del Ministero dell'Economia e delle Finanze della Repubblica Italiana, in possesso del 31,24% del capitale sociale, del gruppo facente capo a BlackRock Inc., in possesso del 2,74% del capitale sociale a titolo di gestione del risparmio e di Natixis SA, in possesso del 2,07% del capitale sociale – risulta partecipare al capitale di Enel in misura superiore al 2%, né si ha conoscenza dell'esistenza di patti parasociali individuati nel Testo Unico della Finanza aventi a oggetto le azioni della Società.

Rispetto all'esercizio precedente, si segnala in particolare che il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha ricevuto dalla controllata Cassa Depositi e Prestiti SpA il 17,36% del capitale di Enel (incrementando quindi la propria partecipazione diretta al capitale della Società dal 13,88% al 31,24%), per effetto dello scambio di partecipazioni azionarie disposto dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze del 30 novembre 2010 e perfezionatosi in data 21 dicembre 2010.

La Società risulta quindi soggetta al controllo di fatto da parte del Ministero dell'Economia e delle Finanze, che dispone di voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria di Enel; lo stesso Ministero non esercita peraltro su Enel alcuna attività di direzione e coordinamento, secondo quanto disposto dall'art. 19, comma 6 del decreto legge n. 78/2009 (convertito con legge n. 102/2009), che ha chiarito che allo Stato italiano non trova applicazione la disciplina contenuta nel codice civile in materia di direzione e coordinamento di società.

Limite al possesso azionario e al diritto di voto

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, prevede che – all'infuori dello Stato italiano, di enti pubblici e dei soggetti sottoposti al rispettivo controllo – nessun azionista possa possedere, direttamente e/o indirettamente, azioni di Enel che rappresentino una partecipazione superiore al 3% del capitale sociale.

Il diritto di voto inerente alle azioni possedute in eccedenza rispetto all'indicato limite del 3% non può essere esercitato e si riduce proporzionalmente il diritto di voto che sarebbe spettato a ciascuno dei soggetti ai quali sia riferibile il limite di possesso azionario, salvo preventive indicazioni congiunte dei soci interessati. In caso di inosservanza, la deliberazione Assembleare è impugnabile qualora risulti che la maggioranza richiesta non sarebbe stata raggiunta senza i voti espressi in eccedenza rispetto al limite massimo sopra indicato.

In base alla normativa in materia di privatizzazioni e alle sue successive modificazioni, la clausola statutaria che disciplina il limite al possesso azionario e al diritto di voto è destinata a decadere qualora il limite del 3% sia superato in seguito all'effettuazione di un'offerta pubblica di acquisto in conseguenza della quale l'offerente venga a detenere una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori.

Poteri speciali dello Stato italiano

Lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) alcuni "poteri speciali", esercitabili a prescindere dalla quantità di azioni Enel possedute dallo stesso Ministero.

In particolare, il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con il Ministro delle Attività Produttive (attualmente Ministro per lo Sviluppo Economico), è titolare dei seguenti "poteri speciali", da esercitare nel rispetto dei criteri fissati con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004:

> opposizione all'assunzione di partecipazioni rilevanti (vale a dire pari o superiori al 3% del capitale di Enel) da parte di soggetti nei cui confronti opera il limite al possesso azionario sopra descritto. L'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui l'operazione sia suscettibile di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> opposizione alla conclusione dei patti parasociali

individuati nel Testo Unico della Finanza, nel caso in cui vi sia rappresentato almeno il 5% del capitale di Enel. Anche in tal caso l'opposizione deve essere motivata e può essere espressa solo nei casi in cui i patti parasociali in questione siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> veto all'adozione delle deliberazioni suscettibili di avere maggiore impatto sulla Società (per tali intendendosi le deliberazioni di scioglimento, di trasferimento dell'azienda, di fusione, di scissione, di trasferimento della sede sociale all'estero, di cambiamento dell'oggetto sociale, nonché quelle intese a sopprimere ovvero a modificare il contenuto dei "poteri speciali"). Il veto deve essere comunque motivato e può essere espresso solo nei casi in cui tali deliberazioni siano suscettibili di recare concreto pregiudizio agli interessi vitali dello Stato;

> nomina di un Amministratore senza diritto di voto (e del relativo sostituto in caso di cessazione dall'incarico).

Si segnala che in data 26 marzo 2009 la Corte di Giustizia delle Comunità Europee ha dichiarato che l'Italia, avendo adottato le disposizioni di cui all'art. 1, comma 2, del citato decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 contenente i criteri di esercizio dei poteri speciali, è venuta meno agli obblighi a essa incombenti in forza degli articoli 43 (*libertà di stabilimento*) e 56 (*libera circolazione dei capitali*) del Trattato che istituisce la Comunità Europea.

Successivamente, con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 20 maggio 2010 è stata disposta l'abrogazione della disposizione del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004 censurata dalla Corte di Giustizia delle Comunità Europee, che individuava specifiche circostanze in presenza delle quali si sarebbe reso possibile in concreto l'esercizio dei "poteri speciali" sopra indicati alle lettere a), b) e c). Rimane al momento ancora in vigore il comma 1 dell'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 10 giugno 2004, secondo il quale i "poteri speciali" in questione possono essere esercitati "esclusivamente ove ricorrano rilevanti e imprescindibili motivi di interesse generale, in particolare con riferimento all'ordine pubblico, alla sicurezza pubblica, alla sanità pubblica e alla difesa, in forma e misure idonee e proporzionali alla tutela di detti interessi, anche mediante l'eventuale previsione di opportuni limiti temporali, fermo restando il rispetto dei princípi dell'ordinamento interno e comunitario e, tra questi, in primo luogo del principio di non discriminazione".

Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto

Il Testo Unico della Finanza prevede regole specifiche in materia di deleghe di voto, che derogano per le società con azioni quotate rispetto a quanto disposto al riguardo dal codice civile e che risultano essere state significativamente modificate a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) intervenuta con il decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27.

In tale contesto una disciplina specifica è apprestata per la sollecitazione delle deleghe di voto, definita come la richiesta di conferimento di deleghe di voto rivolta a più di duecento azionisti su specifiche proposte di voto, ovvero accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto. Tuttavia, il Testo Unico della Finanza chiarisce che non costituisce sollecitazione – e non soggiace quindi alla relativa specifica disciplina – la richiesta di conferimento di deleghe di voto accompagnata da raccomandazioni, dichiarazioni o altre indicazioni idonee a influenzare il voto rivolta ai propri associati dalle associazioni di azionisti – ivi incluse quelle che riuniscono azionisti dipendenti – che rispondono a specifici requisiti individuati dal medesimo Testo Unico della Finanza.

Al contempo il Testo Unico della Finanza continua ad auspicare che lo statuto delle società con azioni quotate possa contemplare disposizioni intese ad agevolare l'espressione del voto tramite delega da parte degli azionisti dipendenti, favorendo in tal modo il relativo coinvolgimento nei processi decisionali Assembleari.

Al riguardo lo statuto di Enel, fin dal 1999, prevede espressamente che, al fine di facilitare la raccolta di deleghe presso gli azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate che risultino associati ad associazioni di azionisti rispondenti ai requisiti previsti dalla normativa vigente in materia, vengano messi a disposizione delle stesse associazioni, secondo i termini e le modalità di volta in volta concordati con i loro legali rappresentanti, spazi da utilizzare per la comunicazione e per lo svolgimento dell'attività di raccolta di deleghe.

Nel marzo 2008 è stata notificata alla Società la costituzione di una associazione di azionisti dipendenti, denominata A.DI.G.E. - Associazione Azionisti Dipendenti Gruppo

Enel, che risulta in possesso dei requisiti individuati dal Testo Unico della Finanza e alla quale si applica pertanto la disciplina statutaria di cui sopra.

Nomina e sostituzione degli Amministratori e modificazioni statutarie

Le norme che regolano la nomina e la sostituzione degli Amministratori sono esaminate nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica").

Per quanto riguarda le norme applicabili alle modificazioni dello statuto, l'Assemblea straordinaria delibera al riguardo con le maggioranze previste dalla legge.

Come consentito dalla legge, lo statuto della Società attribuisce tuttavia alla competenza del Consiglio di Amministrazione le deliberazioni aventi a oggetto:

> la fusione per incorporazione di società possedute interamente ovvero almeno al 90%, nonché l'ipotesi di scissione corrispondente a tale ultima fattispecie;
> l'istituzione o la soppressione di sedi secondarie;
> l'indicazione di quali tra gli Amministratori hanno la rappresentanza della Società;
> la riduzione del capitale sociale in caso di recesso di uno o più soci;
> l'adeguamento dello statuto a disposizioni normative;
> il trasferimento della sede sociale nel territorio nazionale.

Si ricorda inoltre che lo statuto della Società, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni, attribuisce allo Stato italiano (rappresentato a tal fine dal Ministero dell'Economia e delle Finanze) il "potere speciale" di veto all'adozione di alcune deliberazioni suscettibili di avere rilevante impatto sulla Società e di comportare al contempo una modificazione del relativo statuto, indicate in dettaglio nel paragrafo "Poteri speciali dello Stato italiano" di cui sopra.

Deleghe ad aumentare il capitale sociale e autorizzazioni all'acquisto di azioni proprie

Al mese di marzo 2011 risultano indicate in statuto n. 3 deleghe al Consiglio di Amministrazione ad aumentare il capitale sociale a servizio di piani di *stock option* rivolti alla dirigenza della Società e del Gruppo, con conseguente esclusione del diritto di opzione dei soci.

In particolare, nel mese di maggio 2006 l'Assemblea straordinaria ha delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 31.790.000 a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2006, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2006, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell'aumento di capitale a servizio delle medesime.

Nel mese di maggio 2007 l'Assemblea straordinaria ha quindi delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 27.920.000 a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2007, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. Anche in tal caso si segnala, peraltro, che nel mese di marzo 2010 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il mancato raggiungimento di uno degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* assegnate con il piano 2007, il che ha comportato la caducazione delle opzioni in questione e dell'aumento di capitale a servizio delle medesime.

Nel mese di giugno 2008 l'Assemblea straordinaria ha inoltre delegato al Consiglio di Amministrazione, per un periodo di cinque anni, la facoltà di aumentare in una o più volte il capitale sociale, in forma scindibile, per un massimo di euro 9.623.735, a servizio del piano di *stock option* per l'anno 2008, approvato dalla medesima Assemblea in sede ordinaria. La delega relativa al piano di *stock option* per il 2008 risulta tuttora in essere, in quanto nel mese di marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione ha accertato il raggiungimento degli obiettivi cui era subordinato l'esercizio delle *stock option* in questione; l'importo di tale delega è suscettibile di comportare una diluizione massima del capitale sociale pari allo 0,10% del suo ammontare registrato all'inizio del mese di marzo 2011.

Si segnala, per completezza, che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi alla fine del 2010 per effetto dell'esercizio delle *stock option* assegnate con i piani precedenti a quelli sopra indicati era pari all'1,31%.

Al mese di marzo 2011 non esistono autorizzazioni in

favore del Consiglio di Amministrazione a emettere strumenti finanziari partecipativi né all'acquisto di azioni proprie della Società.

Clausole di *change of control*

A) Il *Credit Agreement* finalizzato all'acquisto di azioni Endesa

Nel mese di aprile 2007, al fine di finanziare l'acquisto di azioni della società spagnola Endesa SA nell'ambito dell'offerta pubblica di acquisto sull'intero capitale di tale società effettuata da parte di Enel, della controllata Enel Energy Europe Srl e delle società spagnole Acciona SA e Finanzas Dos SA (quest'ultima controllata a sua volta da Acciona SA), Enel e la controllata Enel Finance International SA (di recente incorporata in Enel Finance International NV) hanno stipulato un *syndicated term and guarantee facility agreement* (nel prosieguo, per brevità, il "*Credit Agreement*") con un *pool* di banche per un importo complessivo di 35 miliardi di euro. Nel mese di aprile 2009 Enel ed Enel Finance International hanno negoziato con un *pool* di 12 banche una estensione del *Credit Agreement* per un importo di ulteriori 8 miliardi di euro e un prolungamento (rispetto alle scadenze contemplate dallo stesso *Credit Agreement*) del periodo previsto per il rimborso di tale ulteriore importo, con l'intento di finanziare l'acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe Srl del 25,01% del capitale di Endesa SA posseduto da Acciona SA e Finanzas Dos SA. In particolare, è stato convenuto che gli ulteriori 8 miliardi di euro oggetto dell'estensione del *Credit Agreement* possano essere restituiti nel 2014, quanto a 5,5 miliardi di euro, e nel 2016, quanto ai residui 2,5 miliardi di euro. Nel mese di giugno 2009, a seguito dell'intervenuto acquisto da parte della controllata Enel Energy Europe Srl del 25,01% del capitale di Endesa SA posseduto da Acciona SA e Finanzas Dos SA, l'indicata estensione di 8 miliardi di euro del *Credit Agreement* è stata interamente utilizzata. Al mese di dicembre 2010, a seguito dei rimborsi effettuati, l'importo residuo del *Credit Agreement* (comprensivo degli ulteriori 8 miliardi di euro sopra indicati) risulta di 6,9 miliardi di euro.

Il *Credit Agreement* appresta una disciplina specifica per le ipotesi (nel prosieguo, per brevità, le "ipotesi di *change of control*") in cui (i) il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, ovvero (ii) Enel o alcuna delle società da essa controllate conferiscano (anche tramite operazioni di fusione societaria) una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti a esso esterni, in modo tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo stesso ne risulti compromessa significativamente a giudizio del *pool* di banche.

In particolare, al verificarsi di una delle indicate ipotesi di *change of control*:

> ciascuna banca appartenente al *pool* potrà proporre di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, ovvero comunicare la propria intenzione di recedere dal contratto;

> Enel e la controllata Enel Finance International potranno decidere di rimborsare anticipatamente le somme ricevute e di cancellare senza penalità l'intero impegno finanziario assunto da ciascuna banca appartenente al *pool* (i) con cui la rinegoziazione dei termini e delle condizioni del *Credit Agreement* non abbia avuto successo ovvero (ii) che abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto;

> ciascuna delle banche da ultimo indicate appartenenti al *pool* potrà richiedere il rimborso anticipato delle somme erogate e la cancellazione dell'intero impegno finanziario da essa assunto;

> nel caso in cui nessuna delle banche appartenenti al *pool* abbia proposto di rinegoziare i termini e le condizioni del *Credit Agreement*, né abbia comunicato la propria intenzione di recedere dal contratto, il *Credit Agreement* conserva piena efficacia secondo i termini e le condizioni originariamente pattuite.

B) Il *Revolving Credit Facility Agreement*

Nel mese di aprile 2010, al fine di soddisfare generali esigenze di tesoreria, Enel e la controllata Enel Finance International SA (di recente incorporata in Enel Finance International NV) hanno stipulato un *revolving credit facility agreement* con un *pool* di banche per un importo complessivo di 10 miliardi di euro, disponendo contestualmente l'estinzione di analogo accordo per un importo complessivo di 5 miliardi di euro sottoscritto nel 2005.

Il contratto attualmente in vigore, al pari di quello estinto, contempla una disciplina delle ipotesi di *change of control* e dei relativi effetti sostanzialmente analoga a quella del *Credit Agreement* descritta nel paragrafo A) che precede.

C) La linea di credito *revolving* stipulata con Unicredit

Nel mese di dicembre 2010, al fine di soddisfare specifiche

esigenze di tesoreria, Enel ha stipulato una linea di credito *revolving* con Unicredit SpA per un importo complessivo di 500 milioni di euro e con una durata pari a circa 18 mesi dalla data di sottoscrizione.
Tale contratto prevede che, nel caso in cui il controllo di Enel sia acquisito da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano, il relativo mutamento negli assetti proprietari della Società debba tempestivamente essere comunicato a Unicredit SpA; quest'ultima, qualora abbia motivo di ritenere che tale mutamento di assetti proprietari possa avere conseguenze negative sulla capacità di Enel di adempiere alle obbligazioni che formano oggetto del contratto di finanziamento, ha facoltà di richiedere la sospensione dell'utilizzo da parte di Enel degli importi erogati, nonché il rimborso delle somme non ancora utilizzate.

D) Il finanziamento BEI a Enel Produzione

Nel mese di giugno 2007, al fine di sviluppare i propri investimenti nel settore delle energie rinnovabili e della tutela ambientale, la controllata Enel Produzione SpA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (nel prosieguo, per brevità, BEI) un contratto di finanziamento per un importo fino a 450 milioni di euro, avente scadenza nel luglio 2027.
Tale contratto prevede che tanto Enel Produzione SpA quanto Enel hanno l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti dei rispettivi assetti di controllo. Qualora ritenga che tali mutamenti possano avere conseguenze negative sull'affidabilità sotto il profilo finanziario di Enel Produzione SpA ovvero di Enel, la BEI potrà richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche del contratto o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Nel caso in cui le soluzioni da essa proposte non vengano accettate da Enel Produzione SpA, la stessa BEI ha facoltà di risolvere unilateralmente il contratto di finanziamento in questione.

E) I finanziamenti BEI a Enel Distribuzione

Nel mese di dicembre 2003, al fine di sviluppare il piano di installazione dei contatori digitali, la controllata Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un contratto di finanziamento per un importo di 500 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2018.
Successivamente, nel mese di novembre 2006, al fine di sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di sua proprietà, la stessa Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la BEI un ulteriore contratto di finanziamento per un importo di 600 milioni di euro, avente scadenza nel dicembre 2026.
A entrambi i contratti in questione accede un contratto di garanzia (non ancora efficace al mese di febbraio 2011 per quanto riguarda l'indicato finanziamento rilasciato alla controllata Enel Distribuzione SpA nel mese di dicembre 2003) stipulato tra la BEI ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante dei finanziamenti sopra indicati, ha l'obbligo di comunicare alla BEI eventuali mutamenti del proprio assetto di controllo. A seguito di tale comunicazione la BEI provvederà a valutare la situazione venutasi a determinare, ai fini di un eventuale mutamento delle condizioni che regolano gli indicati finanziamenti erogati a Enel Distribuzione SpA.

F) Il finanziamento Cassa Depositi e Prestiti a Enel Distribuzione

Nel mese di aprile 2009 la medesima Enel Distribuzione SpA ha stipulato con la Cassa Depositi e Prestiti SpA (nel prosieguo, per brevità, CDP) un contratto quadro di finanziamento per un importo di 800 milioni di euro, avente scadenza nel mese di aprile 2029 e finalizzato anch'esso a sviluppare il processo di efficientamento della rete elettrica di proprietà di tale controllata.
Anche a tale contratto accede un contratto di garanzia stipulato tra CDP ed Enel, in forza del quale la Società, nella qualità di garante del finanziamento sopra indicato, ha l'obbligo di informare CDP (i) di ogni modificazione della composizione del capitale di Enel Distribuzione SpA che possa comportare la perdita del controllo di tale società, nonché (ii) di un eventuale rilevante deterioramento della situazione ovvero delle prospettive patrimoniali, economiche, finanziarie od operative della stessa Enel Distribuzione SpA e/o di Enel. Il verificarsi di una di tali fattispecie può comportare l'obbligo per Enel Distribuzione SpA di restituire immediatamente a CDP il finanziamento ricevuto.

Indennità degli Amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, anche a seguito di un'offerta pubblica di acquisto

Il trattamento economico riconosciuto a coloro che attualmente ricoprono, rispettivamente, la carica di Presidente

e di Amministratore Delegato (nonché di Direttore Generale) di Enel prevede forme di indennità in caso di scioglimento anticipato del rapporto a seguito di dimissioni o di licenziamento senza giusta causa.

In particolare, è previsto che al Presidente e all'Amministratore Delegato di Enel sia corrisposta, per l'ipotesi di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa, un'indennità pari:

> nel caso del Presidente, all'ammontare complessivo dell'emolumento fisso e variabile che avrebbe percepito fino alla scadenza del mandato (assumendo, per la parte variabile, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto);

> nel caso dell'Amministratore Delegato (e Direttore Generale), all'ammontare complessivo degli emolumenti fissi e variabili (assumendo, per la parte variabile degli stessi, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto) che avrebbe percepito come Amministratore Delegato e come Direttore Generale fino alla scadenza dei relativi rapporti.

In aggiunta a quanto sopra, è previsto che al Direttore Generale sia corrisposta, al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguente alla estinzione del rapporto di amministrazione, intervenuta anche in via anticipata per effetto di dimissioni motivate dalla carica ovvero di revoca senza giusta causa), un'indennità corrispondente a tre annualità (i) dell'emolumento fisso percepito in tale qualità nonché (ii) del 50% dell'emolumento variabile percepito nella medesima qualità, per un importo complessivo di 3.675.000 euro. La percezione di tale indennità assorbe l'indennità sostitutiva del preavviso e comporta la rinuncia da parte dell'interessato a eventuali richieste formulabili in base al contratto collettivo nazionale di lavoro per i dirigenti di aziende industriali.

Per quanto riguarda gli effetti della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale sui diritti assegnati al Direttore Generale nell'ambito dei vigenti piani di incentivazione basati su strumenti finanziari (*stock option* e *restricted share units*) ovvero da erogare per cassa (*long term incentive*), si segnala che, coerentemente con la disciplina prevista per la generalità dei destinatari di tali piani:

> a seguito dello scioglimento del rapporto di lavoro per scadenza del termine, il Direttore Generale conserva i diritti assegnatigli;

> in caso di risoluzione del rapporto di lavoro per dimissioni volontarie (con o senza giusta causa) ovvero per licenziamento per giusta causa o giustificato motivo soggettivo, il Direttore Generale decade da ogni diritto assegnatogli;

> in caso di risoluzione del rapporto di lavoro per cause diverse da quelle indicate al precedente punto b), spetta al Consiglio di Amministrazione, sentito il Comitato per le remunerazioni, determinare il regime applicabile ai diritti assegnati al Direttore Generale.

L'Amministratore Delegato (e Direttore Generale) ha assunto inoltre l'impegno di non svolgere per il periodo di un anno a decorrere dalla cessazione del rapporto di lavoro, in proprio e direttamente, in tutto il territorio dell'Unione Europea, alcuna attività che possa trovarsi in concorrenza con quelle svolte da Enel. A fronte di tale impegno la Società si è obbligata a corrispondere all'interessato un'annualità degli emolumenti fissi e variabili (assumendo, per la parte variabile degli stessi, la media dei compensi percepiti negli ultimi due anni ovvero, in mancanza, il 50% dell'importo massimo previsto) complessivamente goduti nella qualità di Amministratore Delegato e di Direttore Generale.

Si segnala infine che non esistono accordi che prevedono (i) l'assegnazione o il mantenimento di benefíci non monetari in favore degli Amministratori che hanno cessato il loro incarico, ovvero (ii) la stipula di contratti di consulenza per un periodo successivo alla cessazione del rapporto di amministrazione; non sono inoltre previste specifiche indennità in caso di cessazione del rapporto di lavoro di alcuno dei componenti il Consiglio di Amministrazione a seguito di un'offerta pubblica di acquisto.

Una descrizione del trattamento economico complessivo riconosciuto ai componenti il Consiglio di Amministrazione, ai membri dei relativi comitati, nonché al Presidente e all'Amministratore Delegato (e Direttore Generale) è riportata nella seconda sezione del documento (*sub* "Consiglio di Amministrazione - Compensi").

Organizzazione della Società

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza:

> di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere alla gestione aziendale;

> di un Collegio Sindacale chiamato (i) a vigilare circa l'osservanza della legge e dello statuto, nonché sul rispetto

dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali, (ii) a controllare il processo di informativa finanziaria, nonché l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società, (iii) a vigilare sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti e, infine, (iv) a verificare le modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;

> dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

L'attività di revisione legale dei conti risulta affidata a una società specializzata iscritta all'albo CONSOB, appositamente nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Sezione II: attuazione delle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina e ulteriori informazioni

Consiglio di Amministrazione

Ruolo e funzioni

Il Consiglio di Amministrazione della Società riveste un ruolo centrale nell'ambito dell'organizzazione aziendale e a esso fanno capo le funzioni e la responsabilità degli indirizzi strategici e organizzativi, nonché la verifica dell'esistenza dei controlli necessari per monitorare l'andamento della Società e del Gruppo. Tenuto conto del proprio ruolo, il Consiglio di Amministrazione si riunisce con regolare cadenza e si organizza e opera in modo da garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni.

In tale contesto, il Consiglio di Amministrazione, in base a quanto stabilito dalla legge e a quanto previsto da proprie specifiche deliberazioni (e, in particolare, da quella da ultimo adottata nel mese di giugno 2008):

> definisce il sistema di *corporate governance* nell'ambito della Società e del Gruppo e provvede alla costituzione e alla individuazione delle attribuzioni dei comitati interni al Consiglio, di cui nomina i componenti;

> attribuisce e revoca le deleghe all'Amministratore Delegato, definendone contenuto, limiti ed eventuali modalità di esercizio. In base alle deleghe vigenti l'Amministratore Delegato è investito dei più ampi poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo statuto sociale ovvero riservati al Consiglio di Amministrazione in base alle deliberazioni di quest'ultimo organo e qui di seguito descritti;

> riceve, al pari del Collegio Sindacale, una costante ed esauriente informativa dall'Amministratore Delegato circa l'attività svolta nell'esercizio delle deleghe, consuntivata su base trimestrale in un'apposita relazione. In particolare, per quanto concerne tutte le operazioni di maggior rilievo compiute nell'ambito dei propri poteri (ivi incluse eventuali operazioni atipiche, inusuali o con parti correlate, la cui approvazione non sia riservata al Consiglio di Amministrazione), l'Amministratore Delegato riferisce al Consiglio stesso circa (i) le caratteristiche delle operazioni medesime, (ii) i soggetti coinvolti e la loro eventuale correlazione con società del Gruppo, (iii) le modalità di determinazione dei corrispettivi previsti e (iv) i relativi effetti economici e patrimoniali;

> determina, in base alle proposte formulate dall'apposito comitato e sentito il Collegio Sindacale, la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche;

> valuta, sulla base delle analisi e delle proposte formulate dall'apposito comitato, i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo e delibera in merito all'adozione dei piani di incentivazione indirizzati alla generalità del *management*;

> valuta l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile generale della Società e del Gruppo e delibera sulle modifiche dell'assetto organizzativo proposte dall'Amministratore Delegato;
> definisce la struttura societaria del Gruppo, verificandone l'adeguatezza;
> esamina e approva i piani strategici, industriali e finanziari della Società e del Gruppo. Sotto tale profilo, il vigente assetto dei poteri in ambito aziendale prevede, in particolare, che il Consiglio di Amministrazione deliberi circa l'approvazione:
  - del *budget* annuale e del piano pluriennale (che riportano in forma aggregata anche i *budget* annuali e i piani pluriennali delle società del Gruppo);
  - degli accordi di carattere strategico, determinando inoltre – su proposta dell'Amministratore Delegato e sentito il Presidente – gli obiettivi strategici della Società e del Gruppo;
> esamina e approva preventivamente le operazioni della Società e del Gruppo aventi un significativo rilievo strategico, economico, patrimoniale o finanziario, specie se effettuate con parti correlate o altrimenti caratterizzate da un potenziale conflitto di interessi.
  In particolare, tutte le operazioni finanziarie di rilevante entità (per tali intendendosi l'assunzione di finanziamenti di valore superiore a 50 milioni di euro nonché l'erogazione di finanziamenti e il rilascio di garanzie in favore di terzi di importo superiore a 25 milioni di euro) sono preventivamente approvate – se di competenza della Società – ovvero valutate – se relative a società del Gruppo – dal Consiglio di Amministrazione.
  Inoltre, le acquisizioni e le alienazioni di partecipazioni societarie di valore superiore a 25 milioni di euro sono preventivamente approvate – se effettuate direttamente dalla Capogruppo – ovvero valutate – se di competenza delle società del Gruppo – dallo stesso Consiglio di Amministrazione; quest'ultimo approva infine le convenzioni (con ministeri, enti locali ecc.) che comportano impegni di spesa superiori a 25 milioni di euro;
> dispone circa l'esercizio del diritto di voto da esprimere nelle Assemblee delle principali società controllate dalla Capogruppo e provvede alla designazione dei componenti degli organi amministrativi e di controllo delle società stesse;
> provvede alla nomina del Direttore Generale nonché al conferimento dei relativi poteri;
> valuta il generale andamento della gestione della Società e del Gruppo, con particolare riguardo alle situazioni di conflitto di interessi, utilizzando le informazioni ricevute dall'Amministratore Delegato e verificando periodicamente il conseguimento dei risultati programmati;
> formula le proposte da sottoporre all'Assemblea dei soci e riferisce in Assemblea sull'attività svolta e programmata, adoperandosi per assicurare agli azionisti un'adeguata informativa sugli elementi necessari perché essi possano concorrere consapevolmente alle decisioni di competenza Assembleare.

Nomina, sostituzione, composizione e durata in carica

Secondo le previsioni dello statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione si compone da tre a nove membri, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci (che ne determina il numero entro tali limiti) per un periodo non superiore a tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato. A essi può aggiungersi un Amministratore senza diritto di voto, la cui eventuale nomina è riservata allo Stato italiano in forza della normativa in materia di privatizzazioni e di una specifica previsione statutaria (secondo quanto indicato nella prima sezione del documento sub "Assetti proprietari – Poteri speciali dello Stato italiano"); finora tale potere di nomina non risulta essere stato esercitato dallo Stato italiano.

In base alla legislazione vigente, tutti gli Amministratori devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti (i) per i Sindaci di società con azioni quotate, nonché (ii) per gli esponenti aziendali di soggetti che partecipano al capitale di intermediari finanziari.

Lo statuto prevede inoltre, in attuazione di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni e in conformità anche alle integrazioni apportate alla fine del 2005 al Testo Unico della Finanza, che la nomina dell'intero Consiglio di Amministrazione abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire una presenza nell'organo di gestione di componenti designati dalle minoranze azionarie in misura pari ai tre decimi degli Amministratori da eleggere con arrotondamento, in caso di numero frazionario inferiore all'unità, all'unità superiore.

Ciascuna lista deve includere almeno due candidati in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire quelli previsti per i Sindaci di società con azioni quotate), menzionando distintamente tali candidati e indicando uno di essi al primo posto della lista.

Le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possono essere presentate dal Consiglio di Amministrazione uscente ovvero da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel, attualmente la quota di partecipazione richiesta risulta pari almeno allo 0,5% del capitale sociale). A seguito delle significative modifiche introdotte nella normativa di riferimento da parte del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27 – che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE, relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate – il Testo Unico della Finanza dispone che, a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, le liste debbano essere depositate presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione e debbano quindi essere pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e su quello della Borsa Italiana, nonché messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale, almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina del Consiglio di Amministrazione.

Un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati – accompagnata dalla indicazione dell'eventuale idoneità dei medesimi a qualificarsi come indipendenti ai sensi di legge e/o del Codice di Autodisciplina – forma oggetto di deposito presso la sede sociale unitamente alle liste, nonché di tempestiva pubblicazione sul sito internet della Società e su quello della Borsa Italiana.

Ai fini del riparto degli Amministratori da eleggere, non si tiene conto dei candidati indicati nelle liste che abbiano ottenuto un numero di voti inferiore alla metà della percentuale richiesta per la presentazione delle liste stesse (vale a dire, attualmente, lo 0,25% del capitale sociale).

Per la nomina di Amministratori che per qualsiasi ragione non vengono eletti secondo il procedimento del "voto di lista", l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e in modo da assicurare comunque la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge (vale a dire almeno un Amministratore se il Consiglio è composto da non più di sette membri, ovvero due Amministratori se il Consiglio è composto da più di sette membri).

La sostituzione degli Amministratori è regolata dalle disposizioni di legge. A integrazione di quanto stabilito da queste ultime, lo statuto dispone che:

> se uno o più degli Amministratori cessati erano stati tratti da una lista contenente anche nominativi di candidati non eletti, la sostituzione viene effettuata nominando, secondo l'ordine progressivo, persone tratte dalla lista cui apparteneva l'Amministratore venuto meno e che siano tuttora eleggibili e disposte ad accettare la carica;

> in ogni caso la sostituzione dei Consiglieri cessati viene effettuata da parte del Consiglio di Amministrazione assicurando la presenza del numero necessario di Amministratori in possesso dei requisiti di indipendenza stabiliti dalla legge;

> se viene meno la maggioranza dei Consiglieri nominati dall'Assemblea, si intende dimissionario l'intero Consiglio e l'Assemblea deve essere convocata senza indugio dagli Amministratori rimasti in carica per la ricostituzione dello stesso.

Il Consiglio di Amministrazione ha confermato (da ultimo nel mese di dicembre 2006) di poter soprassedere alla costituzione al proprio interno di un apposito comitato per le proposte di nomina, non essendosi finora riscontrate situazioni di difficoltà da parte degli azionisti nel predisporre adeguate candidature, tali da consentire una composizione del Consiglio di Amministrazione rispettosa di quanto stabilito dalle legge e allineata a quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina.

Si segnala che la Società non ha finora adottato specifici piani per la successione degli Amministratori esecutivi, in quanto in base alla struttura della compagine sociale di Enel la figura dell'Amministratore Delegato è stata finora individuata da parte del Consiglio di Amministrazione su indicazione dell'azionista di riferimento Ministero dell'Economia e delle Finanze, il quale in sede di Assemblea ordinaria ha altresì provveduto a concorrere in misura decisiva con il proprio voto alla nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione.

Secondo quanto deliberato dall'Assemblea ordinaria dell'11 giugno 2008, il Consiglio di Amministrazione in carica si compone di nove membri, il cui mandato scade in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2010. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Consiglio risulta quindi attualmente composto dai membri di seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca

titolare del 21,10% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 15 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,02% del capitale della Società).

Piero Gnudi, 72 anni, Presidente (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio nel 1962 presso l'Università di Bologna e titolare di uno studio commercialista con sede a Bologna, ha rivestito numerose cariche all'interno di Consigli di Amministrazione e di Collegi Sindacali di importanti società italiane, tra cui STET, Eni, Enichem, Credito Italiano. Tra il 1995 e il 1996 è stato consigliere economico del Ministro dell'Industria. A partire dal 1994 ha fatto parte del Consiglio di Amministrazione dell'IRI, ricoprendovi (dal 1997 al 1999) l'incarico di sovrintendere alle privatizzazioni e (dal 1999 al 2000) la carica di Presidente e Amministratore Delegato; sempre presso l'IRI ha quindi svolto (dal 2000 al 2002) le funzioni di presidente del comitato dei liquidatori. Membro del direttivo di Confindustria, della giunta direttiva di Assonime (associazione tra le società italiane per azioni), del comitato di indirizzo strategico per lo sviluppo della Piazza Finanziaria Italiana, del comitato esecutivo dell'Aspen Institute, del comitato per la *corporate governance* delle società quotate ricostituito su iniziativa di Borsa Italiana nell'aprile 2005 nonché presidente onorario dell'Osservatorio Mediterraneo dell'Energia (OME), attualmente ricopre anche l'incarico di presidente del Consiglio di Amministrazione di Emittenti Titoli, nonché di consigliere di amministrazione di Unicredit e de "Il Sole 24 Ore". Presidente del Consiglio di Amministrazione di Enel dal maggio 2002.

Fulvio Conti, 63 anni, Amministratore Delegato e Direttore Generale (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è entrato nel 1969 all'interno del Gruppo Mobil, dove ha ricoperto diverse posizioni manageriali in Italia e all'estero, fino a rivestire tra il 1989 e il 1990 la carica di direttore finanziario per l'Europa. Direttore amministrazione, finanza e controllo della Montecatini (dal 1991 al 1993), ha ricoperto quindi il ruolo di direttore finanziario della Montedison-Compart (tra il 1993 e il 1996) con responsabilità sulla ristrutturazione finanziaria del relativo gruppo. Direttore generale e *chief financial officer* delle Ferrovie dello Stato tra il 1996 e il 1998, ha ricoperto importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Metropolis e Grandi Stazioni). Vice presidente di Eurofima nel 1997, tra il 1998 e il 1999 ha rivestito il ruolo di direttore generale e *chief financial officer* di Telecom Italia, ricoprendo anche in tal caso importanti incarichi nelle società del relativo gruppo (tra cui Finsiel, TIM, Sirti, Italtel, Meie e STET International). Dal 1999 al giugno 2005 ha ricoperto il ruolo di *chief financial officer* di Enel. Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel dal maggio 2005, attualmente ricopre anche l'incarico di consigliere di amministrazione di Barclays Plc e di AON Corporation. È inoltre vice Presidente di Eurelectric e consigliere di amministrazione dell'Accademia Nazionale di Santa Cecilia.

Giulio Ballio, 71 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato in ingegneria aeronautica presso il Politecnico di Milano nel 1963, ha svolto presso tale università la sua carriera di studio e di ricerca. Professore universitario dal 1975, a decorrere dal 1983 ricopre la cattedra di costruzioni in acciaio presso la facoltà di ingegneria dello stesso Politecnico di Milano. In tale Ateneo gli è stata conferita altresì dal 2002 fino al 2010 la carica di rettore. Autore di molteplici pubblicazioni (edite anche all'estero), ha svolto un'ampia attività scientifica. Parallelamente all'attività universitaria ha collaborato (dal 1964) con alcuni studi di ingegneria, fondando quindi nel 1970 una società di servizi di ingegneria (la B.C.V. Progetti) per la quale ha condotto numerosi lavori di progettazione, direzione lavori e consulenza sia in Italia sia all'estero. Membro della commissione del Consiglio Nazionale delle Ricerche per le norme sulle costruzioni in acciaio (dal 1970 al 2000), ha ricoperto la carica di presidente del collegio dei tecnici dell'acciaio nel biennio 1981-1982 (essendone stato consigliere dal 1975 al 1985) e di membro della giunta di presidenza del Servizio Italiano di Taratura (dal 1997 al 2002). Ha collaborato al recupero di alcuni importanti edifici monumentali (tra cui il ponte dell'Accademia a Venezia) e ha coordinato attività di ricerca nel settore delle costruzioni in ambito sia nazionale sia internazionale. Ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione di RCS Quotidiani dall'aprile 2007 al marzo 2010. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005 e della fondazione "La Triennale" di Milano dal maggio 2009, dal mese di giugno 2010 riveste l'incarico di presidente del comitato tecnico-scientifico della società Stretto di Messina.

Lorenzo Codogno, 51 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Ha studiato presso l'Università di Padova; ha perfezionato i propri studi negli Stati Uniti d'America conseguendo un *master* in finanza (1986-1987) presso l'Università di Syracuse, Syracuse, NY. È stato vice direttore del Credito Italiano (ora Unicredit) presso l'ufficio studi. Successivamente, dal 1995 al 2006 ha lavorato presso la Bank of America, inizialmente a Milano e dal 1998 a Londra dove ha ricoperto la carica di *managing director*, economista *senior* coresponsabile dell'analisi economica in Europa. Nel 2006 è entrato al Ministero dell'Economia e delle Finanze, dove ricopre attualmente la carica di Dirigente Generale presso il Dipartimento del Tesoro ed è responsabile della Direzione Analisi e Programmazione Economico-Finanziaria. Tale Direzione cura le previsioni macroeconomiche, l'analisi congiunturale e strutturale dell'economia italiana e internazionale e l'analisi su questioni monetarie e finanziarie. È altresì presidente del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea (organo di cui è stato vice presidente dal gennaio 2008 al dicembre 2009 e capo della delegazione italiana dal maggio 2006 al dicembre 2009), nonché capo della delegazione italiana presso il Comitato di Politica Economica e il *Working Party* 1 dell'OCSE (di cui è vice presidente dall'ottobre 2007). Nell'ambito del Comitato di Politica Economica dell'Unione Europea ha ricoperto inoltre la carica di presidente del *Lisbon Methodology Working Group* (dal novembre 2006 al gennaio 2010), che ha lo scopo di sviluppare approcci metodologici per monitorare, analizzare e modellare le riforme strutturali. È inoltre autore di numerose pubblicazioni scientifiche e di articoli sulla stampa specializzata. Prima di lavorare al Ministero, è stato anche commentatore economico sui principali *network* economico-finanziari internazionali. È stato consigliere di amministrazione di MTS (società mercato per la trattazione di titoli obbligazionari, ora parte del Gruppo *London Stock Exchange*) dal 1999 al 2003 ed è attualmente membro del comitato amministrativo dell'ISAE (istituto di ricerca economica) nonché del comitato scientifico della "Fondazione Masi" e membro del Consiglio di Amministrazione della "Fondazione universitaria economia Tor Vergata CEIS". Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

Renzo Costi, 74 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Magistrato dal 1964 al 1968, è professore universitario dal 1972 e titolare di uno studio legale con sede a Bologna. In particolare, dal 1972 al 1974 ha ricoperto la cattedra di diritto commerciale presso la facoltà di economia e commercio dell'Università di Modena, di cui è stato anche preside nel medesimo periodo. Dal 1974 è professore ordinario di diritto commerciale presso la facoltà di giurisprudenza dell'Università di Bologna, presso la quale dal 1981 tiene anche l'insegnamento di diritto bancario e, più di recente, di diritto dei mercati finanziari. È stato tra gli ispiratori della riforma del diritto bancario italiano del 1993 e della riforma del diritto italiano dei mercati finanziari del 1998, avendo partecipato alle rispettive commissioni governative. Fondatore di importanti riviste giuridiche nel settore del diritto commerciale e del diritto bancario, è anche autore di numerose opere in materie giuridiche. Ha assistito, in qualità di avvocato, primarie istituzioni finanziarie e società (anche quotate) in rilevanti operazioni sul mercato italiano negli ultimi 20 anni. Dal 1996 al 2008 ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione dell'Eni ed è attualmente consigliere di amministrazione nonché membro del comitato esecutivo della società editrice "Il Mulino". Consigliere di amministrazione di Enel dal giugno 2008.

Augusto Fantozzi, 70 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato in giurisprudenza nel 1963 presso l'Università "La Sapienza" di Roma, è avvocato e titolare di uno studio legale con sedi a Roma, Milano, Bologna e Lugano, nonché professore di diritto tributario presso la stessa Università "La Sapienza" e l'Università LUISS Guido Carli. Ministro delle Finanze dal gennaio 1995 al maggio 1996 nel Governo Dini – nel quale ha altresì rivestito per alcuni mesi gli incarichi di Ministro del Bilancio e della Programmazione Economica e di Ministro per il coordinamento delle Politiche Comunitarie – è stato quindi Ministro del Commercio con l'estero nel Governo Prodi (dal maggio 1996 all'ottobre 1998). Membro della Camera dei Deputati nella tredicesima legislatura (dal maggio 1996 al maggio 2001), ha ricoperto il ruolo di presidente della Commissione Bilancio, Tesoro e Programmazione Economica (dal settembre 1999). È stato vice presidente del Consiglio Superiore delle Finanze, Presidente dell'Ascotributi e membro della Consulta dello Stato Città del Vaticano. Già presidente del comitato scientifico dell'"International Fiscal Association", è stato inoltre

autore di numerose pubblicazioni e membro del comitato direttivo di riviste giuridiche italiane e internazionali. Ha infine ricoperto incarichi all'interno di Consigli di Amministrazione di numerose società, tra cui Benetton Group, Lloyd Adriatico, Citinvest, Banca Antonveneta, rivestendo attualmente la carica di commissario straordinario di Alitalia, di Presidente del Consiglio di Amministrazione di Sisal, di Sisal Holding Finanziaria e di Astrid Servizi, nonché di consigliere di amministrazione di Ferretti e di presidente del Collegio Sindacale di Hewlett Packard Italia. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005.

Alessandro Luciano, 59 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in giurisprudenza, ha conseguito un *master* in economia e finanza a Londra. Avvocato, ha iniziato la propria attività nel 1974, dedicandosi alla consulenza in diritto valutario per conto di primari istituti bancari italiani ed esteri e svolgendo attività di patrocinante in Commissione Valutaria presso il Ministero del Tesoro. Contestualmente si è occupato della costituzione di società e di finanziamenti dall'estero, contribuendo in tale ambito alla conclusione di alcune operazioni in favore di industrie, gruppi assicurativi e società pubbliche. Dal 1984 ha ampliato la sfera delle proprie attività anche al settore delle telecomunicazioni, di cui ha approfondito tanto l'aspetto imprenditoriale quanto il profilo finanziario e tecnico. Già consulente della STET, della Techint, della Snam Progetti, della Aquater, della Comerint, nonché dell'americana DSC Communications (per conto della quale ha partecipato a studi di sperimentazione in Italia per i sistemi ISDN, MDS, *Airspan* e *Video on demand*) è stato anche vice presidente di 2 Commissioni della Federazione Italiana Gioco Calcio. Dall'ottobre 1998 al marzo 2005 è stato commissario dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni, nella quale ha ricoperto il ruolo di membro del Consiglio e della Commissione Infrastrutture e Reti; all'interno dell'Autorità si è occupato, tra l'altro, di sviluppo, concorrenza e interconnessione delle reti di comunicazione, nonché di soluzione delle controversie tra operatori di telecomunicazioni e utenti. Nel giugno 2005 è stato investito della carica di presidente del Consiglio di Amministrazione di Centostazioni (gruppo Ferrovie dello Stato). Nel novembre 2007 è stato nominato membro della Corte di Giustizia Federale presso la Federcalcio e dall'ottobre 2009 all'ottobre 2010 ha rivestito la carica di consigliere di amministrazione di Livingston. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2005.

Fernando Napolitano, 46 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio nel 1987 presso l'Università di Napoli, ha quindi perfezionato i propri studi negli Stati Uniti, conseguendo dapprima un *master* in scienza del *management* presso la Brooklyn Polytechnic University e successivamente l'*advanced management program* presso la Harvard Business School. Ha iniziato la propria attività professionale operando nelle divisioni *marketing* dapprima presso la Laben (Gruppo Finmeccanica) e poi presso la Procter & Gamble Italia, ed è quindi entrato a far parte nel 1990 dell'ufficio italiano della Booz Allen Hamilton (ora divenuta Booz & Company Italia), società di consulenza nel settore del *management* e della tecnologia, nell'ambito della quale è stato nominato *partner* e *vice president* nel 1998. All'interno di tale ufficio ha ricoperto il ruolo di responsabile dello sviluppo delle attività nei settori telecomunicazioni, *media* e aerospazio, maturando inoltre esperienze in Europa, negli Stati Uniti, in Asia e nel Medio Oriente; nell'ambito della stessa Booz & Company Italia riveste attualmente il ruolo di Amministratore Delegato, con incarichi anche in ambito internazionale. Dal novembre 2001 all'aprile 2006 ha fatto parte della commissione per la televisione digitale terrestre istituita presso il Ministero delle Comunicazioni e dal luglio 2002 al settembre 2006 è stato consigliere di amministrazione del CIRA (Centro Italiano Ricerche Aerospaziali). Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002, ha rivestito analogo incarico nel Consiglio di Amministrazione di Data Service (attualmente B.E.E. Team) dal maggio 2007 all'ottobre 2008.

Gianfranco Tosi, 63 anni, Consigliere (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in ingegneria meccanica nel 1971 presso il Politecnico di Milano, a partire dal 1972 ha svolto diversi incarichi in ambito universitario presso lo stesso Politecnico, fino a ricoprire nel 1982 la cattedra di tecnologia dei metalli e svolgendo quindi dal 1992 anche il corso di tecnologia dei materiali metallici (unitamente ad analogo incarico presso l'Università di Lecco). Autore di oltre 60 pubblicazioni, ha svolto un'ampia attività scientifica. Componente di alcuni Consigli di Amministrazione di società e consorzi, ha ricoperto anche incarichi associativi, tra cui la vice presidenza del Gruppo Giovani Federlombarda (con funzioni di delegato regionale presso il Comitato Centrale Giovani

Imprenditori istituito nell'ambito della Confindustria) e la carica di membro della giunta dell'Unione Imprenditori della Provincia di Varese. Dal dicembre 1993 al maggio 2002 ha rivestito il ruolo di sindaco della città di Busto Arsizio. Presidente del Centro della Cultura Lombarda istituito dalla Regione Lombardia per la tutela e lo sviluppo della cultura locale, è iscritto inoltre all'Ordine dei giornalisti pubblicisti. Consigliere di amministrazione di Enel dal maggio 2002.

Gli Amministratori sono consapevoli dei compiti e delle responsabilità inerenti alla carica ricoperta; essi sono tenuti costantemente informati dalle competenti funzioni aziendali sulle principali novità legislative e regolamentari concernenti la Società e l'esercizio delle proprie funzioni, prendendo inoltre parte a iniziative volte ad accrescere la conoscenza della realtà e delle dinamiche aziendali, così da poter svolgere ancor più efficacemente il loro ruolo.
Gli Amministratori svolgono i propri compiti con cognizione di causa e in autonomia, perseguendo l'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

Compensi

Il compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione è determinato dall'Assemblea dei soci; quello aggiuntivo per i componenti dei comitati con funzioni consultive e propositive costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione è fissato dal Consiglio medesimo, sentito il parere del Collegio Sindacale; il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato è anch'esso individuato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale.
In particolare, con riferimento al Consiglio di Amministrazione attualmente in carica, nel mese di giugno 2008 l'Assemblea ordinaria ha confermato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascun Consigliere di amministrazione, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.
Nel mese di giugno 2008 il Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, ha confermato il compenso aggiuntivo da riconoscere agli Amministratori non esecutivi per la loro partecipazione al Comitato per le remunerazioni e al Comitato per il controllo interno. Per i coordinatori di tali comitati il compenso risulta pari a 35.000 euro lordi annui, mentre per gli altri componenti il compenso ammonta a 30.000 euro lordi annui. È inoltre previsto per tutti i componenti un gettone di presenza pari a 250 euro lordi a seduta.
Nel mese di ottobre 2008 il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le remunerazioni e sentito il parere del Collegio Sindacale, ha determinato il trattamento economico complessivo spettante al Presidente e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale. Tale trattamento, le cui caratteristiche sono appresso descritte, è stato individuato a seguito di un'attenta analisi svolta con il supporto di un qualificato consulente esterno, nella quale si è tenuto conto del trattamento riservato a posizioni analoghe a quelle degli interessati (anche con riferimento al contesto internazionale).
In particolare, al Presidente spetta un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 560.000 euro lordi annui. L'emolumento variabile, finalizzato a valorizzare la collaborazione sinergica tra il Presidente e l'Amministratore Delegato/Direttore Generale (pur nell'ambito dell'autonomia e della salvaguardia dei poteri a quest'ultimo attribuiti), risulta collegato al raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale e definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall'Assemblea per ciascun Consigliere di amministrazione, nonché il compenso eventualmente spettante al Presidente per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell'interessato ovvero di riversamento a Enel.
In favore del Presidente sono state stipulate da parte di Enel alcune polizze assicurative connesse all'espletamento dell'incarico (per i casi di morte, invalidità permanente, infortunio e malattia professionale) e alla cessazione dell'incarico stesso (al fine di assicurare il trattamento di fine mandato).
Al Presidente spetta infine un'indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa, le cui caratteristiche sono descritte nella prima sezione del documento (*sub* "Assetti proprietari" - "Indennità degli Amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, anche a seguito di un'offerta pubblica di acquisto").
All'Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta, per quanto concerne la qualità di Amministratore Delegato, un emolumento fisso pari a 600.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 900.000

euro lordi annui. L'emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso base di 85.000 euro lordi annui fissato dall'Assemblea per ciascun Consigliere di amministrazione.

All'Amministratore Delegato/Direttore Generale spetta inoltre, per quanto concerne la qualità di Direttore Generale, un emolumento fisso pari a 700.000 euro lordi annui e un emolumento variabile fino a un massimo di 1.050.000 euro lordi annui. Anche in tal caso l'emolumento variabile viene corrisposto in funzione del raggiungimento di obiettivi annuali, oggettivi e specifici, correlati al piano industriale, definiti dal Consiglio di Amministrazione su proposta del Comitato per le remunerazioni. L'emolumento complessivo così determinato assorbe il compenso eventualmente spettante per la partecipazione a Consigli di Amministrazione di società controllate o partecipate da Enel, che forma pertanto oggetto di rinuncia da parte dell'interessato ovvero di riversamento a Enel. Il rapporto di lavoro dirigenziale del Direttore Generale permane per tutta la durata del rapporto di amministrazione e si estingue contestualmente alla cessazione di quest'ultimo.

Per quanto riguarda la componente variabile degli emolumenti di competenza del Vertice societario (in particolare, per le posizioni del Presidente e dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale, cui sono assegnati i medesimi obiettivi), gli obiettivi del Gruppo individuati per l'esercizio 2010 hanno riguardato (i) sia *target* quantitativi, aventi in particolare a oggetto il raggiungimento dell'EBITDA consolidato fissato dal *budget* (peso: 25%), la riduzione dell'indebitamento finanziario consolidato (peso: 20%), il livello di soddisfazione dei clienti che abbiano aderito alle offerte della controllata Enel Energia SpA (peso: 10%), il margine dell'area generazione (peso: 20%), la sicurezza sui luoghi di lavoro (peso: 10%), (ii) sia *target* qualitativi concernenti l'efficacia del piano di comunicazione e informazione sulle competenze nucleari di Enel nonché la valutazione di sintesi sulle risultanze dell'indagine di "clima" nell'ambito del Gruppo (peso complessivo: 15%).

L'Amministratore Delegato/Direttore Generale risulta, nella qualità di Direttore Generale, tra i destinatari dei piani di incentivazione a lungo termine basati su strumenti finanziari (*stock option* e *restricted share units*) ovvero da erogare per cassa (*long term incentive*) indirizzati alla dirigenza della Società e del Gruppo.

In favore dell'Amministratore Delegato/Direttore Generale Enel provvede a garantire un'indennità per il caso di morte e di invalidità permanente durante lo svolgimento del mandato, e ha stipulato polizze assicurative per assicurare il trattamento di fine mandato.

Si segnala infine che all'interessato spetta, (i) nella qualità di Amministratore Delegato, un'indennità per il caso di dimissioni motivate o di revoca senza giusta causa, (ii) nella qualità di Direttore Generale, un'indennità al momento della cessazione del rapporto di lavoro dirigenziale (conseguente alla estinzione del rapporto di amministrazione), nonché (iii) un corrispettivo a fronte dell'impegno di non svolgere per il periodo di un anno a decorrere dalla cessazione del rapporto di lavoro, in proprio e direttamente, in tutto il territorio dell'Unione Europea, alcuna attività che possa trovarsi in concorrenza con quelle svolte da Enel . Le caratteristiche di tali indennità e del corrispettivo in questione sono descritte nella prima sezione del documento (*sub* "Assetti proprietari" - "Indennità degli Amministratori in caso di scioglimento anticipato del rapporto, anche a seguito di un'offerta pubblica di acquisto").

Nel corso del 2011, a seguito del rinnovo del Consiglio di Amministrazione previsto in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2010, la Società provvederà ad adeguarsi alle raccomandazioni introdotte nel Codice di Autodisciplina nel mese di marzo 2010 in materia di remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche.

Limiti al cumulo degli incarichi degli Amministratori

Gli Amministratori accettano la carica e la mantengono in quanto ritengono di potere dedicare allo svolgimento diligente dei loro compiti il tempo necessario, tenuto conto sia del numero e della qualità degli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, sia dell'impegno loro richiesto dalle ulteriori attività professionali svolte e dalle cariche associative ricoperte.

A tale riguardo si segnala che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato (e formalizzato in un apposito documento) una *policy* in merito al numero massimo di incarichi che i relativi componenti possono rivestire negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, al fine di assicurare agli interessati una disponibilità di tempo idonea a

garantire un efficace espletamento del ruolo da essi ricoperto nel Consiglio di Amministrazione di Enel.

Seguendo le indicazioni fornite dal Codice di Autodisciplina, la menzionata *policy* considera a tal fine rilevanti i soli incarichi rivestiti negli organi di amministrazione e di controllo delle seguenti tipologie di società:

> società con azioni quotate in mercati regolamentati, anche esteri;

> società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che operano nei settori assicurativo, bancario, dell'intermediazione mobiliare, del risparmio gestito o finanziario (limitatamente, a tale ultimo riguardo, alle società finanziarie soggette a vigilanza prudenziale della Banca d'Italia e iscritte nell'elenco speciale di cui all'art. 107 del Testo Unico Bancario);

> altre società, italiane o estere, con azioni non quotate in mercati regolamentati e che, pur operando in settori diversi da quelli indicati alla precedente lettera b), abbiano un attivo patrimoniale superiore a 1 miliardo di euro ovvero ricavi superiori a 1,7 miliardi di euro in base all'ultimo bilancio approvato.

Nel rispetto di quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, la *policy* elaborata dal Consiglio di Amministrazione individua quindi limiti differenziati al cumulo degli incarichi (resi misurabili attraverso un sistema di "pesi" specifici per ciascun tipo di incarico) in funzione (i) dell'impegno connesso al ruolo ricoperto da ciascun Amministratore tanto nell'organo gestorio di Enel quanto negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, nonché (ii) della natura delle società presso cui vengono svolti gli altri incarichi, escludendo dal relativo computo quelli rivestiti in società controllate ovvero partecipate da Enel.

In base alle comunicazioni effettuate dagli Amministratori della Società in attuazione della *policy* sopra indicata, nonché alle verifiche compiute dal Consiglio di Amministrazione, da ultimo, nel mese di febbraio 2011, è emerso che ciascuno degli Amministratori di Enel ricopre attualmente un numero di incarichi negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni che risulta compatibile con i limiti posti dalla *policy* medesima.

Riunioni del Consiglio e ruolo del Presidente

Nel corso dell'esercizio 2010 il Consiglio di Amministrazione ha tenuto 15 riunioni, durate in media circa 2 ore e 45 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei diversi Consiglieri e la presenza del Collegio Sindacale nonché del magistrato delegato della Corte dei Conti.

Per quanto riguarda l'esercizio 2011, sono state programmate 15 adunanze consiliari, di cui 4 già tenute.

Le attività del Consiglio di Amministrazione vengono coordinate dal Presidente. Quest'ultimo convoca le riunioni consiliari, ne fissa l'ordine del giorno e guida il relativo svolgimento, assicurandosi che ai Consiglieri siano tempestivamente fornite – fatti salvi i casi di necessità e urgenza – la documentazione e le informazioni necessarie affinché il Consiglio possa esprimersi consapevolmente sulle materie sottoposte al suo esame. Egli verifica inoltre l'attuazione delle deliberazioni consiliari, presiede l'Assemblea e – al pari dell'Amministratore Delegato – ha poteri di rappresentanza legale della Società.

In sostanza il Presidente ha quindi un ruolo di impulso e di vigilanza sul funzionamento del Consiglio di Amministrazione, nell'ambito di quei poteri fiduciari che ne fanno il garante, nei confronti di tutti gli azionisti, della legalità e della trasparenza dell'attività sociale.

Oltre ai poteri previsti dalla legge e dallo statuto per quanto concerne il funzionamento degli organi sociali (Assemblea e Consiglio di Amministrazione) e la legale rappresentanza della Società, al Presidente competono altresì – da ultimo in base a deliberazione consiliare adottata nel mese di giugno 2008 – i compiti (i) di concorrere alla formulazione delle strategie societarie, d'intesa con l'Amministratore Delegato e ferme rimanendo le prerogative in materia riconosciute dal Consiglio di Amministrazione a quest'ultimo, nonché (ii) di sovrintendere alle attività di *internal auditing* d'accordo con l'Amministratore Delegato, restando la relativa funzione aziendale alle dipendenze di quest'ultimo. A tale riguardo è comunque previsto che le decisioni in merito alla nomina e alla revoca del responsabile e della prima linea dirigenziale di tale funzione aziendale vengano assunte dal Presidente e dall'Amministratore Delegato congiuntamente.

Il Presidente intrattiene infine rapporti con organi istituzionali e autorità, d'intesa e in coordinamento con l'Amministratore Delegato.

Valutazione del funzionamento del Consiglio di Amministrazione e dei comitati

Nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio 2010 il Consiglio di Amministrazione, con l'assistenza di una società specializzata nel settore, ha effettuato – e completato nel mese di marzo 2011 – una valutazione della dimensione, della composizione e del funzionamento del consiglio stesso e dei suoi comitati (c.d. "*board review*"), in linea con le più evolute pratiche di *corporate governance* diffuse all'estero e recepite dal Codice di Autodisciplina. Tale *board review* fa seguito ad analoghe iniziative assunte dal Consiglio di Amministrazione nel corso degli esercizi 2004, 2006, 2007, 2008 e 2009.

L'analisi, condotta attraverso la compilazione di un questionario da parte di ciascun Consigliere avvenuta nel corso di interviste individuali svolte da parte della società di consulenza, ha inteso rappresentare un bilancio del funzionamento del Consiglio di Amministrazione nel corso del mandato triennale ormai prossimo a scadenza e si è concentrata ancora una volta sui profili più qualificanti concernenti il Consiglio stesso, quali: (i) la struttura, la composizione, il ruolo e le responsabilità di tale organo; (ii) lo svolgimento delle riunioni consiliari, i relativi flussi informativi e i processi decisionali adottati; (iii) la composizione e il funzionamento dei comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione; (iv) le strategie perseguite e gli obiettivi di *performance* fissati; (v) la valutazione circa l'adeguatezza della struttura organizzativa aziendale.

Tra i punti di forza emersi dalla *board review* relativa all'esercizio 2010 (i cui esiti hanno confermato il quadro ampiamente positivo delineato dalle analisi condotte negli anni precedenti) si segnalano, anzitutto, il clima di grande coesione e di collaborazione nonché lo spirito di squadra riscontrati all'interno del Consiglio di Amministrazione, che favoriscono un dibattito aperto e costruttivo tra i relativi componenti e agevolano l'adozione di decisioni caratterizzate da un ampio consenso; i flussi informativi su cui si basa il processo deliberativo, che sono percepiti dagli interessati come completi, efficaci e generalmente tempestivi; la verbalizzazione del dibattito e delle deliberazioni, che è considerata puntuale e accurata. Le dimensioni del Consiglio di Amministrazione e le competenze riscontrabili al suo interno sono ritenute adeguate, al pari del numero e della durata delle riunioni consiliari. L'attività svolta da parte dell'Amministratore Delegato e le modalità con cui quest'ultimo interpreta il ruolo ricoperto continuano a formare oggetto di una valutazione assai positiva da parte degli altri Consiglieri, al pari del rapporto di collaborazione consolidatosi tra il Presidente e l'Amministratore Delegato che assicura, tra l'altro, la massima trasparenza informativa da parte dei Vertici aziendali nel corso delle riunioni consiliari. Per quanto riguarda i comitati costituiti in seno al Consiglio di Amministrazione, è stata confermata un'ampia condivisione in merito all'adeguatezza della relativa composizione, al loro ruolo e all'efficacia dell'attività svolta. Il *top management* aziendale è considerato competente e coeso e fornisce utili elementi conoscitivi sulle tematiche di maggiore rilievo nel corso delle riunioni consiliari. Il quadro complessivo sopra delineato fa ritenere, secondo quanto osservato dalla società di consulenza, che il Consiglio di Amministrazione e i suoi comitati operino con efficacia e trasparenza, facendo larga applicazione delle *best practice* in materia di *corporate governance*.

Tra le aree di miglioramento evidenziate da taluni Consiglieri si conferma anzitutto l'auspicio della presenza all'interno della compagine consiliare di uno o più componenti non esecutivi dotati di competenza nel *business* dell'energia ed esperienza nello scenario internazionale, anche per rafforzare il profilo multinazionale del Gruppo; è stato inoltre ribadito il suggerimento di dedicare maggiore spazio nel corso delle adunanze consiliari alla comprensione del *business* e delle aree a rischio legate alla internazionalizzazione del Gruppo, anche attraverso visite alle sedi operative delle principali società controllate estere; infine, ha formato oggetto di opinioni contrastanti l'effettiva utilità delle riunioni riservate agli Amministratori indipendenti, alla luce delle contenute dimensioni del Consiglio di Amministrazione e della coesione registrata tra i suoi membri.

Facendo seguito a un'iniziativa introdotta all'esito della prima *board review* (condotta nel 2004), è stato organizzato anche nel corso del 2010 il comitato strategico annuale, svoltosi nel mese di novembre e dedicato all'analisi e all'approfondimento delle strategie di lungo termine nei diversi settori di attività del Gruppo da parte dei componenti il Consiglio di Amministrazione. Questi ultimi hanno avuto modo di sottolineare all'esito della *board review* la consolidata utilità di tale strumento formativo.

Amministratori non esecutivi

Il Consiglio di Amministrazione si compone di Amministratori esecutivi e non esecutivi.

Nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, sono considerati Amministratori esecutivi:

> l'Amministratore Delegato della Società (ovvero di società del Gruppo aventi rilevanza strategica), nonché il relativo Presidente cui siano attribuite deleghe individuali di gestione o che abbia uno specifico ruolo nell'elaborazione delle strategie aziendali;

> gli Amministratori che ricoprono incarichi direttivi nella Società (ovvero in società del Gruppo aventi rilevanza strategica) ovvero presso il soggetto controllante, quando l'incarico riguardi anche la Società.

Gli Amministratori che non rientrano in alcuna delle casistiche sopra indicate sono qualificabili come non esecutivi.
In base all'analisi compiuta dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, fatta eccezione per il Presidente e l'Amministratore Delegato, gli altri 7 membri del Consiglio di Amministrazione attualmente in carica (Giulio Ballio, Lorenzo Codogno, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano, Fernando Napolitano e Gianfranco Tosi) sono risultati qualificabili come non esecutivi.
Per quanto riguarda la figura del Presidente, si segnala che la qualificazione del medesimo come Amministratore esecutivo discende dallo specifico ruolo che il vigente assetto dei poteri gli riconosce con riferimento alla elaborazione delle strategie aziendali, mentre non si riscontra la titolarità di deleghe individuali di gestione in capo all'interessato.
Il numero, la competenza, l'autorevolezza e la disponibilità di tempo degli Amministratori non esecutivi risultano quindi tali da garantire che il loro giudizio possa avere un peso significativo nell'assunzione delle decisioni consiliari.
Gli Amministratori non esecutivi apportano le loro specifiche competenze nelle discussioni consiliari, in modo da favorire un esame degli argomenti in discussione secondo prospettive diverse e una conseguente assunzione di deliberazioni meditate, consapevoli e allineate con l'interesse sociale.

Amministratori indipendenti

Sulla base delle informazioni fornite dai singoli interessati o comunque a disposizione della Società, subito dopo la nomina (giugno 2008) e, quindi, nei mesi di febbraio 2009 e 2010 e, da ultimo, nel mese di febbraio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha attestato la sussistenza dei requisiti di indipendenza contemplati dal Codice di Autodisciplina in capo ai Consiglieri Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi.
In particolare, sono stati considerati indipendenti i Consiglieri che non intrattengono, né hanno di recente intrattenuto, neppure indirettamente, con la Società o con soggetti legati alla Società, relazioni tali da condizionarne attualmente l'autonomia di giudizio.
La procedura seguita al riguardo da parte del Consiglio di Amministrazione ha preso le mosse dall'esame di un documento informativo, nel quale sono stati riportati gli incarichi rivestiti e i rapporti intrattenuti dagli Amministratori non esecutivi suscettibili di assumere rilievo ai fini della valutazione della relativa indipendenza; a tale fase ha fatto seguito l'autovalutazione condotta da ciascuno degli Amministratori non esecutivi circa la propria posizione personale, seguita dalla valutazione finale compiuta collegialmente dal Consiglio di Amministrazione con l'astensione, a rotazione, dei singoli componenti la cui posizione ha formato oggetto di esame.
Nel formulare la propria valutazione circa l'indipendenza dei Consiglieri non esecutivi, il Consiglio di Amministrazione ha tenuto conto delle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza, e ha applicato a tale riguardo il principio della prevalenza della sostanza sulla forma indicato dallo stesso Codice. Inoltre, a decorrere dalla valutazione condotta nel mese di febbraio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha individuato specifici parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale che possono intercorrere, direttamente o indirettamente, tra gli Amministratori e la Società; il superamento di tali parametri (indicati nella Tabella 1 riportata in allegato, unitamente alle fattispecie in cui, secondo il Codice di Autodisciplina, devono ritenersi carenti i requisiti di indipendenza) dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice stesso in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione.
In occasione delle valutazioni effettuate nei mesi di giugno 2008, di febbraio 2009, di febbraio 2010 e, da ultimo, di febbraio 2011, il Consiglio di Amministrazione ha avuto modo di accertare in capo ai cinque Amministratori non esecutivi sopra indicati – vale a dire Giulio Ballio, Renzo Costi, Augusto Fantozzi, Alessandro Luciano e Gianfranco Tosi – anche il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dalla legge (in particolare dal Testo Unico della Finanza) per i Sindaci di società con azioni quotate (tali requisiti sono anch'essi distintamente indicati nella Tabella 1 riportata in allegato).
Nel corso dei mesi di febbraio 2009, febbraio 2010 e, da

ultimo, di febbraio 2011, il Collegio Sindacale ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nell'espletamento delle indicate valutazioni circa l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri indicati nel Codice di Autodisciplina, seguendo a tal fine una procedura di accertamento trasparente, che ha consentito al Consiglio stesso di prendere conoscenza dei rapporti potenzialmente rilevanti ai fini della valutazione di indipendenza.

Gli Amministratori indipendenti si sono riuniti, in assenza degli altri Amministratori, nel mese di dicembre 2010; in tale occasione essi hanno avuto modo di evidenziare che le scelte organizzative, strategiche e gestionali del Consiglio di Amministrazione sono state costantemente proiettate, nel corso dell'esercizio di riferimento, al raggiungimento dell'interesse sociale.

Fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre verificato l'assenza dei presupposti che, in base al Codice di Autodisciplina, richiedono la istituzione della figura del *lead independent director*, tenuto conto del fatto che in Enel il Presidente del Consiglio di Amministrazione non ricopre il ruolo di principale responsabile della gestione dell'impresa (*chief executive officer*) né risulta disporre di una partecipazione di controllo nella Società.

Sebbene l'indipendenza di giudizio caratterizzi l'attività di tutti gli Amministratori, esecutivi e non, una presenza adeguata (sia per numero sia per competenze) di Amministratori qualificabili come indipendenti secondo l'accezione sopra indicata – il cui ruolo assume rilevanza sia all'interno del Consiglio di Amministrazione sia nell'ambito dei comitati – si ritiene costituisca mezzo idoneo ad assicurare un adeguato contemperamento degli interessi di tutte le componenti dell'azionariato.

Comitati

Fin dal mese di gennaio 2000 il Consiglio di Amministrazione, al fine di garantire un efficace svolgimento delle proprie funzioni, ha istituito nel proprio ambito un Comitato per le remunerazioni e un Comitato per il controllo interno, dotati di funzioni consultive e propositive e incaricati di trattare tematiche delicate e fonte di possibili conflitti di interesse.

Tali comitati sono composti da almeno tre Amministratori non esecutivi, la maggioranza dei quali indipendenti, nominati da parte del Consiglio di Amministrazione, che individua tra essi un coordinatore e provvede inoltre a determinare con apposita deliberazione i compiti dei comitati stessi.

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato appositi regolamenti organizzativi che disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento del Comitato per le remunerazioni e del Comitato per il controllo interno.

Nello svolgimento delle proprie funzioni, i comitati in questione hanno facoltà di accesso alle informazioni e alle funzioni aziendali necessarie per lo svolgimento dei rispettivi compiti, e possono avvalersi di consulenti esterni a spese della Società, nei limiti del *budget* approvato dal Consiglio di Amministrazione.

Ciascun comitato provvede alla nomina di un segretario, scelto anche al di fuori dei propri componenti, cui è affidato il compito di redigere il verbale delle riunioni.

Alle riunioni di ciascun comitato possono partecipare i componenti l'altro comitato, nonché altri componenti il Consiglio di Amministrazione ovvero soggetti la cui presenza possa risultare di ausilio al migliore svolgimento delle funzioni del comitato stesso, appositamente invitati dal relativo coordinatore.

Alle riunioni del Comitato per il controllo interno prendono inoltre parte il presidente del Collegio Sindacale ovvero altro Sindaco da lui designato (in considerazione delle specifiche funzioni di vigilanza sul sistema di controllo interno demandate al Collegio stesso dalla vigente legislazione in materia di società quotate) e, a decorrere dal mese di dicembre 2006, il Presidente del Consiglio di Amministrazione (nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno); alle riunioni medesime può altresì partecipare il preposto al controllo interno.

Nel mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione – in sede di adozione di una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, rispondente ai requisiti indicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010 – ha istituito un nuovo comitato composto da 3 Amministratori indipendenti, nominando quali componenti Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio e Renzo Costi, tutti Consiglieri designati dalle minoranze azionarie. A decorrere dal 1° gennaio 2011, tale comitato è chiamato a esprimere specifici pareri in merito alle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel, direttamente ovvero per il tramite di società controllate, nei casi indicati e

secondo le modalità previste dalla menzionata procedura adottata dal Consiglio di Amministrazione nel mese di novembre 2010. Il regolamento organizzativo del Comitato parti correlate ne disciplina la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento secondo princípi sostanzialmente analoghi a quelli contenuti nei regolamenti organizzativi del Comitato per le remunerazioni e del Comitato per il controllo interno.

Comitato per le remunerazioni

Il compenso degli Amministratori è stabilito in misura sufficiente ad attrarre, trattenere e motivare Consiglieri dotati delle qualità professionali richieste per gestire con successo la Società.

In tale ambito, spetta al Comitato per le remunerazioni adoperarsi affinché una parte significativa della remunerazione degli Amministratori esecutivi e dei dirigenti con responsabilità strategiche sia legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo, nonché al raggiungimento di obiettivi specifici preventivamente indicati dal Consiglio di Amministrazione ovvero, nel caso dei dirigenti di cui sopra, dall'Amministratore Delegato; ciò al fine di allineare gli interessi di tali soggetti con il perseguimento dell'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo.

La remunerazione degli Amministratori non esecutivi risulta commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto della loro partecipazione ai comitati. Si segnala al riguardo che, in linea con quanto raccomandato dal Codice di Autodisciplina, tale remunerazione non è in alcun modo legata ai risultati economici conseguiti dalla Società e dal Gruppo e gli Amministratori non esecutivi non risultano destinatari di piani di incentivazione a base azionaria.

In particolare, al Comitato per le remunerazioni sono quindi attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina):

> presentare al Consiglio di Amministrazione proposte per la remunerazione dell'Amministratore Delegato e degli altri Amministratori che ricoprono particolari cariche, monitorando l'applicazione delle decisioni adottate dal Consiglio stesso. Si segnala a tale riguardo che risulta preclusa agli Amministratori in questione la possibilità di prendere parte alle riunioni del comitato in cui vengono formulate proposte al Consiglio di Amministrazione in merito ai relativi compensi;

> valutare periodicamente i criteri adottati per la remunerazione dei dirigenti con responsabilità strategiche, vigilare sulla loro applicazione sulla base delle informazioni fornite dall'Amministratore Delegato e formulare al Consiglio di Amministrazione raccomandazioni generali in materia.

Il Comitato per le remunerazioni, nell'ambito delle proprie competenze, svolge inoltre un ruolo di primo piano nell'elaborazione e nella verifica dell'andamento dei sistemi di incentivazione (ivi inclusi i piani di azionariato) rivolti alla dirigenza, intesi quali strumenti finalizzati ad attrarre e motivare risorse di livello ed esperienza adeguati, sviluppandone il senso di appartenenza e assicurandone nel tempo una costante tensione alla creazione di valore. Anche il piano di incentivazione a lungo termine relativo al 2010 – elaborato da parte del Comitato per le remunerazioni e quindi approvato da parte del Consiglio di Amministrazione – ha avuto tra i destinatari l'Amministratore Delegato della Società, nella qualità di Direttore Generale.

Il Comitato per le remunerazioni svolge inoltre, quale attribuzione aggiuntiva rispetto a quelle contemplate dal Codice di Autodisciplina, un'attività di supporto nei confronti dell'Amministratore Delegato e delle competenti strutture aziendali per quanto riguarda la valorizzazione delle risorse manageriali, il reperimento di talenti e la promozione di iniziative con istituti universitari in tale ambito.

Nel corso del 2011, in sede di recepimento delle raccomandazioni introdotte nel Codice di Autodisciplina nel mese di marzo 2010 in materia di remunerazione degli Amministratori e dei dirigenti con responsabilità strategiche, il Consiglio di Amministrazione provvederà a rivedere alcune disposizioni del regolamento organizzativo del Comitato per le remunerazioni che ne disciplinano la composizione, i compiti e le modalità di funzionamento, al fine di assicurarne piena coerenza con le nuove indicazioni del Codice di Autodisciplina.

Nel corso del 2010 il Comitato per le remunerazioni è risultato composto dai Consiglieri Augusto Fantozzi (con funzioni di coordinatore), Giulio Ballio e Fernando Napolitano.

Sempre nel corso del 2010 il comitato ha tenuto 4 riunioni, caratterizzate da una durata media di 1 ora e 10 minuti ciascuna.

Nel corso del 2010 il Comitato per le remunerazioni – oltre a elaborare i contenuti del piano di incentivazione a lungo termine relativo a tale esercizio e a effettuare una generale ricognizione dell'andamento dei piani di azionariato in

essere – si è occupato di definire gli aspetti applicativi della componente variabile della remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato, individuando in particolare gli obiettivi economico-gestionali annuali da assegnare agli interessati e verificando il raggiungimento degli obiettivi del precedente esercizio. Il comitato ha inoltre esaminato le caratteristiche del nuovo modello manageriale in via di definizione nell'ambito del Gruppo, nonché l'evoluzione del quadro normativo nazionale in materia di remunerazione degli Amministratori e dell'alta dirigenza delle società con azioni quotate, alla luce dell'esigenza di recepire il contenuto delle raccomandazioni comunitarie del 2004 e del 2009 sul tema.

Comitato per il controllo interno

Il Comitato per il controllo interno ha il compito di assistere il Consiglio di Amministrazione, con funzioni istruttorie, nelle valutazioni e decisioni relative al sistema di controllo interno, alla approvazione dei bilanci e della relazione finanziaria semestrale e ai rapporti tra la Società e il revisore esterno.

In particolare, al Comitato per il controllo interno sono attribuiti i seguenti compiti, di natura consultiva e propositiva (come da ultimo confermati dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2008, in attuazione del Codice di Autodisciplina, e ulteriormente implementati nel mese di febbraio 2010):

> assistere il Consiglio di Amministrazione nell'espletamento dei compiti a quest'ultimo demandati in materia di controllo interno dal Codice di Autodisciplina;

> valutare, unitamente al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e ai revisori, il corretto utilizzo dei princípi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione del Bilancio consolidato;

> esprimere pareri, su richiesta dell'Amministratore esecutivo all'uopo incaricato, su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali nonché alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno;

> esaminare il piano di lavoro preparato dal preposto al controllo interno, nonché le relazioni periodiche da costui predisposte;

> valutare – per quanto di propria competenza – le proposte formulate dalle Società di revisione per ottenere l'affidamento del relativo incarico, nonché il piano di lavoro predisposto per la revisione e i risultati esposti nella relazione e nella eventuale lettera di suggerimenti;

> vigilare sull'efficacia del processo di revisione contabile;

> svolgere gli ulteriori compiti che gli vengono attribuiti dal Consiglio di Amministrazione, con particolare riferimento alla valutazione:
  - dei presídi volti a garantire la trasparenza e la correttezza delle operazioni con parti correlate. Si segnala al riguardo che nel mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha assegnato ogni competenza in materia all'apposito Comitato parti correlate, con decorrenza dal 1° gennaio 2011;
  - dell'adeguatezza dell'impegno dedicato ai temi della responsabilità sociale d'impresa, nonché della completezza e trasparenza dell'informativa fornita al riguardo attraverso il Bilancio di sostenibilità (attribuzione, quest'ultima, riconosciuta al comitato nel mese di febbraio 2010);

> riferire al Consiglio di Amministrazione, in occasione dell'approvazione del Bilancio e della Relazione semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno.

Nel corso del 2010 il Comitato per il controllo interno è risultato composto dai Consiglieri Gianfranco Tosi (con funzioni di coordinatore), Lorenzo Codogno (cui il Consiglio di Amministrazione ha riconosciuto il requisito di un'adeguata esperienza in materia contabile e finanziaria), Renzo Costi e Alessandro Luciano.

Sempre nel corso del 2010 il Comitato per il controllo interno ha tenuto 13 riunioni, caratterizzate dalla regolare partecipazione dei suoi componenti (nonché del presidente del Collegio Sindacale e dalla frequente presenza del Presidente del Consiglio di Amministrazione, quest'ultimo nella qualità di Amministratore esecutivo incaricato di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno) e da una durata media di 1 ora e 45 minuti ciascuna.

Nel corso del 2010 l'attività del Comitato per il controllo interno si è concentrata anzitutto, come di consueto, sulla valutazione (i) del piano di lavoro elaborato dal preposto al controllo interno, nonché (ii) dei risultati delle azioni di *audit* svolte nel corso dell'anno precedente e (iii) del contenuto della lettera di suggerimenti predisposta dalla Società di revisione con riguardo all'esercizio di competenza.

Durante il periodo di riferimento il comitato ha inoltre espresso parere favorevole, per quanto di propria competenza, circa l'affidamento di alcuni specifici incarichi aggiuntivi al revisore principale di Gruppo (in applicazione dell'apposita procedura, adottata nel corso del 2009, circa l'assegnazione di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo) e ha esaminato gli

effetti delle novità legislative e dei nuovi *standard* contabili internazionali sul Bilancio consolidato del Gruppo Enel.
Il comitato ha altresì esercitato nel 2010 la propria supervisione circa l'elaborazione del Bilancio di sostenibilità, ha valutato le segnalazioni pervenute nel corso dell'esercizio precedente in base alle previsioni del Codice Etico, ha ricevuto dal Collegio Sindacale una esauriente informativa circa l'avvio, lo svolgimento e la conclusione della procedura per la selezione della nuova società incaricata della revisione legale dei conti, ha monitorato l'osservanza del modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231 dell'8 giugno 2001 (occupandosi anche dell'aggiornamento del modello stesso), ha esaminato alcune operazioni con parti correlate e ha formulato, per quanto di propria competenza, una valutazione positiva circa l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno nel corso dell'esercizio precedente.
Il comitato ha infine monitorato circa il permanente rispetto nell'ambito del Gruppo della normativa in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Collegio Sindacale

Secondo le previsioni di legge e dello statuto della Società, il Collegio Sindacale si compone di tre Sindaci effettivi e due supplenti, nominati dall'Assemblea ordinaria dei soci per un periodo di tre esercizi e rieleggibili alla scadenza del mandato.
Al fine di garantire un efficace svolgimento dei compiti da parte del Collegio Sindacale e nel rispetto di quanto indicato dal Codice di Autodisciplina, nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha espressamente riconosciuto al Collegio medesimo, per quanto di propria competenza:

> il potere di vigilare sull'indipendenza della Società di revisione, verificando tanto il rispetto delle disposizioni normative in materia, quanto la natura e l'entità dei servizi diversi dal controllo contabile prestati alla Società e al Gruppo da parte della stessa Società di revisione e delle entità appartenenti alla rete della medesima (trattasi di potere che è stato quindi formalmente assegnato allo stesso Collegio Sindacale dal decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2006/43/CE, relativa alle revisioni legali dei conti annuali e consolidati);
> il potere, esercitabile anche individualmente dai Sindaci, di chiedere alla funzione di *internal auditing* della Società lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative o operazioni aziendali;
> il potere di scambiare tempestivamente con il Comitato per il controllo interno le informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti.

In base alla legislazione vigente, i componenti il Collegio Sindacale devono risultare in possesso dei requisiti di onorabilità previsti per gli esponenti aziendali di soggetti che partecipano al capitale di intermediari finanziari, in aggiunta a quelli stabiliti per i Sindaci di società con azioni quotate; essi devono possedere altresì i requisiti di professionalità richiesti dalla legge ai Sindaci di società con azioni quotate, quali integrati attraverso apposite previsioni statutarie; essi devono possedere infine i requisiti di indipendenza individuati dalla legge per i Sindaci di società con azioni quotate.
In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo che i componenti il Collegio Sindacale possono assumere presso società di capitali italiane sono stati individuati dalla CONSOB con apposito regolamento.
Analogamente a quanto disposto per il Consiglio di Amministrazione – e in attuazione di quanto stabilito dal Testo Unico della Finanza – lo statuto prevede che la nomina dell'intero Collegio Sindacale abbia luogo secondo il meccanismo del "voto di lista", finalizzato a garantire la presenza nell'organo di controllo di un Sindaco effettivo (cui spetta la carica di Presidente) e di un Sindaco supplente (destinato a subentrare nella carica di Presidente, in caso di cessazione anticipata del titolare dall'ufficio) designati dalle minoranze azionarie.
Tale sistema elettivo prevede che le liste, nelle quali i candidati devono essere elencati secondo un numero progressivo, possano essere presentate da azionisti che, da soli o insieme ad altri azionisti, risultino titolari della quota di partecipazione minima al capitale sociale stabilita dalla CONSOB con regolamento per la presentazione delle liste di candidati Amministratori (in concreto, in funzione della capitalizzazione di Borsa delle azioni Enel, attualmente la quota di partecipazione richiesta risulta pari almeno allo 0,5% del capitale sociale). A seguito delle significative modifiche introdotte nella normativa di riferimento da parte del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27 – che ha

recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE, relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate – il Testo Unico della Finanza dispone che, a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, le liste di candidati Sindaci (al pari di quelle di candidati Amministratori) debbano essere depositate presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Collegio Sindacale e debbano quindi essere pubblicate a cura della Società sul proprio sito internet e su quello della Borsa Italiana, nonché messe a disposizione del pubblico presso la sede sociale, almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima, accompagnate da un'esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati, garantendo in tal modo una procedura trasparente per la nomina dell'organo di controllo.

Per la nomina di Sindaci che abbia luogo al di fuori delle ipotesi di rinnovo dell'intero Collegio Sindacale, l'Assemblea delibera con le maggioranze di legge e senza osservare il procedimento sopra previsto, ma comunque in modo tale da assicurare il rispetto del principio di rappresentanza delle minoranze azionarie in seno al Collegio Sindacale.

In ogni caso, i Sindaci agiscono con autonomia e indipendenza anche nei confronti degli azionisti che li hanno eletti.

Essendo stato nominato dall'Assemblea ordinaria del 29 aprile 2010, il Collegio Sindacale in carica ha un mandato destinato a scadere in occasione dell'approvazione del Bilancio dell'esercizio 2012. Secondo le nomine effettuate in tale Assemblea, il Collegio Sindacale risulta quindi attualmente composto dai membri effettivi di seguito indicati, dei quali si riporta un breve profilo professionale, unitamente alla indicazione delle liste di relativa provenienza. Queste ultime sono state presentate dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (all'epoca titolare del 13,88% del capitale della Società) e da un raggruppamento di 20 investitori istituzionali (all'epoca titolari complessivamente dell'1,19% del capitale della Società).

Sergio Duca, 63 anni, Presidente (indicato nella lista presentata da investitori istituzionali).

Laureato a pieni voti in economia e commercio presso l'Università Bocconi di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile – riconosciuto in tale ultima qualità anche dal *Department of Trade and Industry* del Regno Unito – ha maturato una vasta esperienza nell'ambito del *network* PricewaterhouseCoopers quale revisore di rilevanti società quotate italiane (tra cui Fiat, Telecom Italia e Sanpaolo IMI). Presidente di PricewaterhouseCoopers SpA dal 1997, per motivi statutari (raggiunti limiti di età) è uscito dalla compagine azionaria di tale società e cessato dalla carica di presidente dal mese di luglio 2007. È stato presidente del Collegio Sindacale della Tosetti Value SIM e consigliere di amministrazione indipendente di Sella Gestioni SGR fino al mese di aprile 2010, avendo in precedenza ricoperto tra l'altro l'incarico di membro del consiglio di indirizzo della Fondazione Edison e del comitato sviluppo della Università Bocconi, nonché di presidente del collegio dei revisori dell'Associazione *alumni* Bocconi e di membro del collegio dei revisori dell'ANDAF (l'associazione italiana dei direttori amministrativi e finanziari). Associato di Ned Community (l'associazione italiana dei *non-executive directors*), ricopre attualmente importanti cariche in organi di amministrazione e di controllo di rilevanti società, associazioni e fondazioni italiane, rivestendo il ruolo di presidente del Collegio Sindacale di Lottomatica Group, presidente del Consiglio di Amministrazione di Orizzonte SGR, consigliere di amministrazione indipendente di Autostrada Torino-Milano e di Telecom Audit, membro dell'organismo di vigilanza di Exor istituito ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, presidente del collegio dei revisori della Fondazione Silvio Tronchetti Provera e della Compagnia di Sanpaolo, membro del collegio dei revisori della Fondazione Intesa Sanpaolo Onlus e dell'ISPI (Istituto per gli studi di politica internazionale). Presidente del Collegio Sindacale di Enel dal mese di aprile 2010.

Carlo Conte, 63 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Laureato in economia e commercio presso l'Università "La Sapienza" di Roma, ha continuato a svolgere attività in ambito accademico, avendo insegnato nelle Università di Chieti (1988-1989) e LUISS Guido Carli (1989-1995). Attualmente è docente di contabilità pubblica presso la scuola superiore della Pubblica Amministrazione, la scuola superiore dell'Economia e delle Finanze e la scuola di *management* della LUISS, nonché professore a contratto di amministrazione e contabilità pubblica presso l'Università Bocconi di Milano. Dottore commercialista e revisore contabile, risulta autore di svariate pubblicazioni. Nel 1967 è entrato nella Ragioneria Generale dello Stato e ha quindi svolto la propria carriera all'interno della Pubblica Amministrazione, divenendo nel 2002 Dirigente Generale presso la stessa Ragioneria Generale. Rappresenta attualmente l'Amministrazione di appartenenza in diverse

commissioni, comitati, gruppi di studio e di lavoro, partecipando altresì ai lavori di alcuni comitati dell'OCSE in rappresentanza dell'Italia. Sindaco di Enel dal 2004, ha svolto e svolge tuttora funzioni sindacali in diversi enti, organismi, società e aziende.

Gennaro Mariconda, 68 anni, Sindaco effettivo (indicato nella lista presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze).

Svolge dal 1970 la professione di notaio e dal 1977 di notaio in Roma. Dal 1995 al 2001 è stato membro del Consiglio Nazionale del Notariato, di cui è stato presidente dal 1998 al 2001. Nell'ambito dell'attività notarile ha preso parte ai più importanti processi di ristrutturazione, trasformazione e concentrazione di aziende bancarie e industriali italiane, quali Banca di Roma, Medio Credito Centrale, Capitalia, IMI-San Paolo, Beni Stabili, Autostrade. Dal 1966 ha svolto incarichi di insegnamento presso diverse università italiane ed è attualmente professore ordinario di diritto privato presso la facoltà di economia e commercio dell'Università di Cassino. Ha ricoperto la carica di consigliere di amministrazione di RCS Editori e di Beni Stabili, nonché dell'Istituto Regionale di Studi Giuridici Arturo Carlo Jemolo. È attualmente membro del comitato scientifico della rivista "Notariato" e della "Rivista dell'esecuzione forzata". Sindaco di Enel dal 2007, è autore di numerose pubblicazioni in materia giuridica – specialmente nel campo del diritto civile e del diritto commerciale – nonché di articoli, interviste e saggi pubblicati sui più importanti quotidiani e riviste italiani.

Il compenso dei componenti effettivi del Collegio Sindacale è determinato dall'Assemblea dei soci. In particolare, nel mese di aprile 2010 l'Assemblea ordinaria ha fissato in 85.000 euro lordi annui il compenso spettante al Presidente del Collegio Sindacale e in 75.000 euro lordi annui il compenso spettante a ciascuno degli altri Sindaci effettivi, oltre al rimborso delle spese necessarie per lo svolgimento del relativo ufficio.

Nel corso dell'esercizio 2010 il Collegio Sindacale ha tenuto 22 riunioni, durate in media circa 1 ora e 30 minuti ciascuna, che hanno visto la regolare partecipazione dei Sindaci effettivi e la presenza del magistrato delegato della Corte dei Conti.

Nel corso del mese di febbraio 2011 il Collegio Sindacale ha verificato in capo al Presidente Sergio Duca e al Sindaco effettivo Gennaro Mariconda il possesso dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli Amministratori. Per quanto concerne il Sindaco effettivo Carlo Conte, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare che egli, pur essendo privo dei requisiti di indipendenza da ultimo menzionati (in quanto Dirigente Generale presso il Ministero dell'Economia e delle Finanze, azionista di riferimento della Società), risulta possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza (e dalla relativa disciplina di attuazione) con riguardo ai Sindaci di società con azioni quotate.

Al mese di marzo 2011, con riferimento alla disciplina in precedenza richiamata circa i limiti al cumulo degli incarichi di amministrazione e controllo in società di capitali italiane dettata dalla CONSOB (che pone un limite massimo al peso degli incarichi ricoperti da ciascun Sindaco pari a 6 punti), i Sindaci effettivi hanno comunicato all'Autorità i seguenti dati circa il numero degli incarichi da essi rivestiti e il punteggio associato agli incarichi medesimi:

> Sergio Duca: 5 incarichi; peso degli incarichi: 3,35 punti;
> Carlo Conte: 5 incarichi; peso degli incarichi: 2,15 punti;
> Gennaro Mariconda: 1 incarico; peso dell'incarico: 1,0 punti.

Società di revisione legale dei conti

La revisione legale del Bilancio di Enel e del Bilancio consolidato di Gruppo risulta affidata a KPMG SpA.

L'incarico a tale Società di revisione è stato conferito dall'Assemblea dei soci dapprima (in data 24 maggio 2002) per il triennio 2002-2004, quindi (in data 26 maggio 2005) per il triennio 2005-2007 e, da ultimo (in data 25 maggio 2007), è stato prorogato per il triennio 2008-2010. Tale proroga è stata disposta per allineare la durata complessiva dell'incarico di revisione legale dei conti conferito a KPMG SpA al nuovo limite novennale fissato dal Testo Unico della Finanza (secondo le modifiche da ultimo introdotte alla fine del 2006), le cui previsioni in materia di revisione contabile sono ora confluite nel citato decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2006/43/CE, relativa alle revisioni legali dei conti annuali e consolidati).

Nel corso del 2009 è stata formalizzata un'apposita procedura che disciplina l'affidamento di incarichi alle Società di revisione che operano nell'ambito del Gruppo. In base a tale procedura il Comitato per il controllo interno e il Collegio Sindacale sono chiamati a esprimere un parere vincolante circa l'affidamento di ogni incarico aggiuntivo

– diverso, quindi, dall'incarico principale di revisione e per il quale non ricorrano fattispecie di incompatibilità previste dalla legge – in favore del revisore principale di Gruppo ovvero di entità appartenenti al relativo *network*; l'affidamento di tali incarichi aggiuntivi è consentito solo in determinate condizioni di comprovata necessità (sotto il profilo legale, economico o della qualità del servizio).

Controllo della Corte dei Conti

Sulla gestione finanziaria di Enel esercita un controllo la Corte dei Conti, che si avvale a tal fine di un magistrato delegato. Si segnala al riguardo che tale attività di controllo è stata svolta per l'intero esercizio 2010 da parte del magistrato delegato Michael Sciascia (nominato in base a deliberazione del Consiglio di Presidenza della Corte dei Conti del 19-20 dicembre 2007, cui è subentrata come sostituto Igina Maio a decorrere dal 1° gennaio 2011).
Nel mese di gennaio 2009 il Consiglio di Amministrazione ha disposto di riconoscere un'indennità di presenza in favore del magistrato delegato della Corte dei Conti, per la partecipazione a ciascuna riunione di organo sociale cui intervenga, in misura pari a 1.000 euro.
Il magistrato delegato della Corte dei Conti assiste alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale. La Corte dei Conti presenta con cadenza annuale alla Presidenza del Senato della Repubblica e alla Presidenza della Camera dei Deputati una relazione circa i risultati del controllo svolto.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

In conformità con quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e dallo statuto della Società, il Consiglio di Amministrazione, previo parere del Collegio Sindacale, ha provveduto nel mese di giugno 2006 alla nomina del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, individuato nel responsabile della funzione "Amministrazione, Pianificazione e Controllo" (a decorrere dal mese di giugno 2009 ridenominata "Amministrazione, Finanza e Controllo") della Società (nella persona di Luigi Ferraris). Quest'ultimo, come verificato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di giugno 2007, è in possesso dei requisiti di professionalità introdotti nello statuto sociale nel mese di maggio 2007 in attuazione del Testo Unico della Finanza.
Compito di tale dirigente è di predisporre adeguate procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio e del Bilancio consolidato, nonché di ogni altra comunicazione di carattere finanziario.
Il Consiglio di Amministrazione verifica che tale dirigente disponga di poteri e mezzi adeguati, vigilando inoltre sull'effettivo rispetto delle procedure amministrative e contabili da costui predisposte.
Il dirigente in questione rilascia una dichiarazione che accompagna gli atti e le comunicazioni della Società diffusi al mercato e relativi all'informativa contabile, anche infrannuale, e che ne attesta la corrispondenza alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.
Il medesimo dirigente, unitamente all'Amministratore Delegato, attesta inoltre con apposita relazione in merito al Bilancio di esercizio, al Bilancio consolidato e alla Relazione finanziaria semestrale: (i) l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili sopra indicate nel corso del periodo cui si riferiscono tali documenti contabili; (ii) la conformità del contenuto di tali ultimi documenti ai princípi contabili internazionali applicabili nell'ambito dell'Unione Europea; (iii) la corrispondenza dei documenti medesimi alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la loro idoneità a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società e del Gruppo; (iv) che la Relazione sulla gestione al Bilancio di esercizio e al Bilancio consolidato contiene un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società e del Gruppo, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui questi ultimi sono esposti; (v) che la relazione intermedia sulla gestione inclusa nella Relazione finanziaria semestrale contiene un'analisi attendibile circa gli eventi di maggiore importanza verificatisi durante i primi sei mesi dell'esercizio, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio e a una informativa sulle operazioni rilevanti con parti correlate.
I contenuti della attestazione che il dirigente in questione e l'Amministratore Delegato devono rilasciare in base a quanto ora indicato sono disciplinati dalla CONSOB con apposito regolamento.

Sistema di controllo interno

In materia di controllo interno il Gruppo ha predisposto già da alcuni anni un apposito sistema, cui è affidata la missione (i) di accertare l'adeguatezza dei diversi processi aziendali in termini di efficacia, efficienza ed economicità, nonché (ii) di garantire l'affidabilità e la correttezza delle scritture contabili e la salvaguardia del patrimonio aziendale e (iii) di assicurare la conformità degli adempimenti operativi alle normative interne ed esterne e alle direttive e indirizzi aziendali aventi la finalità di garantire una sana ed efficiente gestione.

Il sistema di controllo interno si articola nell'ambito del Gruppo in due distinte tipologie di attività:

> il "controllo di linea", costituito dall'insieme delle attività di controllo che le singole unità operative o società del Gruppo svolgono sui propri processi. Tali attività di controllo sono demandate alla responsabilità primaria del *management* operativo e sono considerate parte integrante di ogni processo aziendale;

> l'*internal auditing*, demandato all'apposita funzione "*Audit*" della Società e finalizzato essenzialmente alla identificazione e al contenimento dei rischi aziendali di ogni natura mediante un'azione di *monitoring* dei controlli di linea, sia in termini di adeguatezza dei controlli medesimi sia in termini di risultati effettivamente conseguiti dalla relativa applicazione. L'attività in esame è pertanto estesa a tutti i processi aziendali della Società e delle società del Gruppo e ai relativi responsabili è rimessa sia l'indicazione delle azioni correttive ritenute necessarie sia l'esecuzione di attività di *follow-up* intese a verificare i risultati delle azioni suggerite.

La responsabilità dell'adozione di un adeguato sistema di controllo interno, coerente con i modelli di riferimento e le *best practice* esistenti in ambito nazionale e internazionale, compete al Consiglio di Amministrazione, che avvalendosi del Comitato per il controllo interno provvede a tal fine:

> a fissare le linee di indirizzo di tale sistema, in modo che i principali rischi afferenti alla Società e alle sue controllate risultino correttamente identificati, nonché adeguatamente misurati, gestiti e monitorati, verificando quindi la compatibilità di tali rischi con una sana e corretta gestione dell'impresa. Si segnala al riguardo che nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha preso atto dell'identificazione dei principali rischi inerenti al Gruppo e dell'individuazione di appositi criteri di misurazione, gestione e monitoraggio dei rischi stessi – secondo quanto indicato in apposito documento elaborato dalla funzione "*Audit*" della Società – concordando circa la compatibilità dei rischi medesimi con una sana e corretta gestione sociale. Nel mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato un aggiornamento del *risk assessment* di Gruppo predisposto dalla funzione "*Audit*" della Società;

> a individuare uno o più Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno. Si informa al riguardo che fin dal mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha affidato tale ruolo tanto all'Amministratore Delegato quanto al Presidente, demandando a quest'ultimo il compito di prendere parte con regolarità alle riunioni del Comitato per il controllo interno;

> a valutare, con cadenza almeno annuale, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del sistema di controllo interno. Si evidenzia al riguardo che nei mesi di febbraio 2010 e, da ultimo, marzo 2011 il Consiglio di Amministrazione ha espresso una valutazione positiva al riguardo;

> a nominare e revocare uno o più soggetti preposti al controllo interno, definendone la remunerazione in coerenza con le politiche aziendali. A tale riguardo, nel mese di gennaio 2008 il Consiglio di Amministrazione, preso atto dell'avvicendamento intervenuto alla guida della funzione "*Audit*" della Società, ha confermato in capo alla nuova responsabile di tale funzione (nella persona di Francesca Di Carlo) il ruolo di preposto al controllo interno, determinandone la remunerazione in misura pari a quella già percepita dall'interessata.

Gli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno provvedono a loro volta:

> a curare l'identificazione dei principali rischi aziendali, tenendo conto delle caratteristiche delle attività svolte dalla Società e dalle sue controllate, e a sottoporli quindi periodicamente all'esame del Consiglio di Amministrazione;

> a dare esecuzione alle linee di indirizzo definite dal Consiglio di Amministrazione, provvedendo alla progettazione, realizzazione e gestione del sistema di controllo interno, di cui verificano costantemente l'adeguatezza complessiva, l'efficacia e l'efficienza. Essi si occupano inoltre dell'adattamento di tale sistema alla dinamica delle condizioni operative e del panorama legislativo e regolamentare;

> a proporre al Consiglio di Amministrazione la nomina, la revoca e la remunerazione di uno o più soggetti preposti al controllo interno.

Il preposto al controllo interno, per parte sua:

> ha il compito di verificare che il sistema di controllo interno sia sempre adeguato, pienamente operativo e funzionante;
> non è responsabile di alcuna area operativa e non dipende gerarchicamente da alcun responsabile di aree operative;
> ha accesso diretto a tutte le informazioni utili per lo svolgimento del proprio incarico;
> dispone di mezzi adeguati allo svolgimento della funzione assegnatagli;
> riferisce del proprio operato agli Amministratori esecutivi incaricati di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale. In particolare, egli riferisce circa le modalità con cui viene condotta la gestione dei rischi, nonché sul rispetto dei piani definiti per il loro contenimento, ed esprime la sua valutazione sull'idoneità del sistema di controllo interno a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

Nel mese di giugno 2009, in linea con le pratiche più evolute di governo societario, è stata costituita nell'ambito della Società una specifica funzione di "*Group Risk Management*", avente la missione di assicurare l'efficace implementazione a livello di Gruppo del processo di gestione di tutti i rischi a impatto rilevante di carattere finanziario, operativo, strategico e di *business*, nonché dei principali rischi che possano a qualunque titolo incidere sui risultati economici, finanziari e patrimoniali della Società e del Gruppo.

Tra i compiti più significativi attribuiti a tale nuova funzione aziendale si segnalano i seguenti: (i) definire e presidiare le linee guida, le procedure, gli strumenti e le metodologie di *assessment* dei rischi a impatto rilevante sopra indicati; (ii) gestire, sempre con riferimento ai rischi a impatto rilevante, il processo di mappatura dei rischi di Gruppo e analizzarne e valutarne le risultanze, coordinandosi con la funzione "*Audit*" al fine di condividere i risultati delle rispettive attività di *risk assessment*; (iii) operare il consolidamento dei rischi a livello di Gruppo e sviluppare le operazioni di *netting* e copertura infragruppo; (iv) definire e sottoporre all'Amministratore Delegato le linee guida di gestione dei rischi, individuando le relative azioni di mitigazione e monitorando la corretta attuazione delle stesse; (v) trasferire ai *risk owner* i modelli di gestione, gli strumenti utilizzabili per le coperture e i livelli di esposizione ottimali, monitorandone il rispetto in relazione agli obiettivi di piano di breve, medio e lungo termine; (vi) definire e proporre all'Amministratore Delegato l'architettura ottimale dei presídi dedicati all'attività di *risk management*; (vii) predisporre un'adeguata reportistica integrata e di dettaglio dei rischi aziendali rilevanti, dei processi di controllo implementati e delle attività di copertura effettuate; (viii) garantire le coperture assicurative per tutto il Gruppo; (ix) implementare e gestire il modello di *Enterprise Risk Management* di Gruppo.

Nel corso del 2010 le principali attività svolte dalla funzione "*Group Risk Management*" hanno riguardato:

> l'elaborazione dell'impianto della *governance* dei rischi a livello di Gruppo e la relativa condivisione con le Divisioni operative e le funzioni di *staff* interessate;
> l'elaborazione delle linee guida per la gestione dei rischi finanziari, *commodity* e di credito, inclusive della definizione del sistema di limiti operativi;
> l'avvio delle attività di *risk assessment* nell'ambito delle varie Divisioni operative;
> il supporto alla definizione dell'assetto delle strutture locali di *risk management*, che risulta tuttora in corso;
> lo sviluppo di specifiche metodologie per l'analisi e la misurazione dei diversi rischi.

Il sistema di gestione dei rischi e di controllo interno sull'informativa finanziaria

Nell'ambito del sistema di controllo interno il Gruppo si è dotato già da alcuni anni di un apposito sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria (nel presente paragrafo indicato unitariamente, per brevità, come "Sistema").

Tale Sistema, nel suo complesso, è definito come l'insieme delle attività volte a identificare e a valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza possa compromettere, parzialmente o totalmente, il raggiungimento degli obiettivi del sistema di controllo ("Sistema di gestione dei rischi"), integrato dalle successive attività di individuazione dei controlli e definizione delle procedure che assicurano il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria ("Sistema di controllo interno").

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti

contabili societari ha curato lo sviluppo e l'implementazione di uno specifico modello per la valutazione del Sistema e ha adottato un apposito corpo procedurale – che è stato portato a conoscenza di tutto il personale interessato – nel quale sono riportate le metodologie adottate e le responsabilità del personale stesso nell'ambito delle attività di definizione, mantenimento e monitoraggio del Sistema in questione. In particolare, il Gruppo si è dotato di una procedura che regola il modello di riferimento del sistema di controllo e di una procedura descrittiva del processo di valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che definisce ruoli e responsabilità nell'ambito organizzativo aziendale prevedendo uno specifico flusso di attestazioni interne.

I controlli istituiti sono stati oggetto di monitoraggio per verificarne sia il "disegno" (ovvero che il controllo, se operativo, è strutturato al fine di mitigare in maniera accettabile il rischio identificato) sia l'effettiva "operatività".

Al *management* responsabile delle attività, dei rischi e dei controlli e alla funzione "*Audit*" della Società sono affidate responsabilità di verifica periodica del Sistema.

Sulla scorta di quanto previsto in materia dalla Sezione 404 del *Sarbanes-Oxley Act* (che ha trovato piena applicazione nell'ambito della Società e del Gruppo fino al perfezionamento della procedura di *deregistration* delle ADS – *American Depositary Shares* – di Enel presso la Securities and Exchange Commission statunitense, conclusasi nel mese di marzo 2008 e che continua a trovare applicazione presso alcune società latinoamericane del Gruppo, aventi tuttora ADS quotate presso il New York Stock Exchange, secondo quanto più dettagliatamente indicato nella prima sezione del documento, *sub* "Struttura del capitale sociale"), la valutazione dei controlli sull'informativa finanziaria ha preso a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (c.d. "COSO *Report*"), integrato per gli aspetti informatici dal modello "*Control Objectives for Information and related Technology*" (c.d. "COBIT").

Il processo di valutazione del Sistema, definito in Enel come *Management Assessment Process* (e indicato nel prosieguo del presente paragrafo, per brevità, come "MAP"), che viene progressivamente esteso alle società di significativa rilevanza che entrano a fare parte del Gruppo, si articola nelle seguenti macro-fasi:

> definizione del perimetro e individuazione dei rischi;
> valutazione del disegno e dell'operatività dei controlli (c.d. monitoraggio "di linea");
> monitoraggio "indipendente", demandato alla funzione "*Audit*" della Società;
> *reporting*, attestazioni interne, consolidamento e sintesi delle valutazioni;
> attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in merito al Bilancio di esercizio, al Bilancio consolidato e alla Relazione finanziaria semestrale.

Il perimetro delle società del Gruppo da includere nella valutazione viene determinato in relazione allo specifico livello di rischio sia in termini quantitativi (per il livello di significatività del potenziale impatto sul Bilancio consolidato) sia in termini qualitativi (tenuto conto dei rischi specifici legati al *business* o al processo).

Per la definizione del Sistema è stato quindi condotto anzitutto un *risk assessment* a livello di Gruppo, per individuare e valutare le azioni o gli eventi il cui verificarsi o la cui assenza potesse compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo (ad esempio, asserzioni di bilancio e altri obiettivi di controllo collegati all'informativa finanziaria). Il *risk assessment* è stato condotto anche con riferimento ai rischi di frode.

I rischi sono identificati sia a livello di società o gruppi di società (c.d. "*entity level*") sia a livello di processo (c.d. "*process level*"). Nel primo caso i rischi individuati sono considerati comunque a impatto rilevante sull'informativa finanziaria, a prescindere dalla loro probabilità di accadimento. I rischi a livello di processo sono invece valutati – a prescindere dai relativi controlli (c.d. "valutazione a livello inerente") – in termini di potenziale impatto e probabilità di accadimento, sulla base di elementi sia qualitativi sia quantitativi.

In seguito alla individuazione e valutazione dei rischi, si è proceduto con l'individuazione di controlli finalizzati a ridurre a un livello accettabile il rischio connesso al mancato raggiungimento degli obiettivi del Sistema, a livello sia di *entity* sia di processo.

I controlli a livello di *entity* sono catalogati in coerenza con le cinque componenti individuate nel COSO *Report*: ambiente di controllo, *risk assessment*, attività di controllo, sistemi informativi e flussi di comunicazione, attività di monitoraggio.

Nell'ambito delle società identificate come rilevanti si è proceduto quindi alla definizione e valutazione dei processi a maggior rischio e, nell'ambito di tali processi, all'applicazione del c.d. "*Top-Down Risk-Based Approach*".

In coerenza con tale approccio, sono stati quindi identificati e valutati i rischi di maggior impatto e i correlati

controlli di carattere sia generale sia specifico, volti a ridurre a un livello accettabile la possibilità di accadimento dei suddetti rischi.

Al fine di valutare l'adeguatezza del Sistema è prevista, con cadenza semestrale, una specifica fase del MAP che consiste in un'attività di monitoraggio a cura dei gestori dei processi (ovvero dei responsabili delle attività, dei rischi e dei controlli) volta a verificare il disegno e l'operatività di ciascuno dei controlli individuati.

Per ciascun processo aziendale oggetto di valutazione è mantenuta adeguata documentazione finalizzata a descrivere i ruoli e le responsabilità, i flussi dei dati e delle informazioni, nonché i controlli chiave (procedure amministrative e contabili).

Alla funzione "*Audit*" della Società è affidato il compito di esprimere una valutazione "indipendente" in merito all'operatività del MAP.

I risultati delle valutazioni effettuate sia dal *management* di linea sia dalla funzione "*Audit*" della Società sono comunicati al Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari attraverso specifici flussi informativi periodici di sintesi (c.d. "*reporting*"), che classificano le eventuali carenze di operatività e/o disegno dei controlli – ai fini del loro potenziale impatto sull'informativa finanziaria – in semplici carenze, debolezze significative o carenze materiali.

Nel caso in cui dalle valutazioni effettuate emergano carenze, i flussi informativi da ultimo indicati riportano anche le eventuali azioni correttive, intraprese o da intraprendere, volte a consentire il raggiungimento degli obiettivi di attendibilità, accuratezza, affidabilità e tempestività dell'informativa finanziaria.

Tali flussi vengono altresì utilizzati per la periodica informativa circa l'adeguatezza del Sistema fornita dal Dirigente preposto nei riguardi del Collegio Sindacale, del Comitato per il controllo interno e della Società di revisione.

Sulla base della reportistica sopra indicata, e tenuto conto delle attestazioni rilasciate dai responsabili di ciascuna struttura aziendale interessata dal MAP, il Dirigente preposto rilascia a sua volta unitamente all'Amministratore Delegato apposita attestazione circa l'adeguatezza e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili predisposte per la formazione del Bilancio di esercizio, del Bilancio consolidato ovvero della Relazione finanziaria semestrale (a seconda del documento di volta in volta interessato).

Disciplina delle società controllate estere extra UE

Con riferimento all'esercizio 2010 si è proceduto da parte del Comitato per il controllo interno alla verifica della perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo, della disciplina in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni delle società controllate costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra UE") dettata dalla CONSOB nell'ambito del Regolamento Mercati.

In particolare, si segnala al riguardo che:

> in base ai dati di bilancio al 31 dicembre 2009 e in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento introdotti nel Regolamento Mercati CONSOB con effetto dal 1° luglio 2008, sono state individuate nell'ambito del Gruppo 11 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile per l'esercizio 2010. Trattasi, in particolare, delle seguenti società, cui la normativa di riferimento è risultata applicabile già nel corso dell'esercizio 2009: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana); 2) Chilectra SA (società cilena); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energia SA (società colombiana); 4) Companhia Energetica do Ceará SA (società brasiliana); 5) Edegel SA (società peruviana); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana); 7) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena); 8) Endesa Brasil SA (società brasiliana); 9) Endesa Capital Finance LLC (società statunitense); 10) Enersis SA (società cilena); 11) Enel OGK-5 OJSC (società russa);

> lo Stato patrimoniale e il Conto economico del Bilancio 2010 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel *reporting package* utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato 2010 del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio civilistico 2010 di Enel, contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (secondo le modalità indicate nel Regolamento Emittenti CONSOB);

> gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da

parte di Enel e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza;

> è stato verificato da parte di Enel che tutte le società sopra indicate: (i) forniscono al revisore della Capogruppo le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infrannuali della stessa Enel; (ii) dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore di Enel i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato di Gruppo.

Operazioni con parti correlate

Nel mese di dicembre 2006 il Consiglio di Amministrazione ha adottato – in recepimento di quanto disposto dal codice civile (cui la CONSOB fino a tale momento non aveva ancora dato specifica attuazione), nonché dalle raccomandazioni del Codice di Autodisciplina – un regolamento che individua le modalità di approvazione e di esecuzione delle operazioni poste in essere dalla Società, ovvero da sue controllate, con parti correlate; ciò al fine di assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni stesse.

Tale regolamento ha trovato applicazione fino alla fine del 2010, mentre a decorrere dal 1° gennaio 2011 risulta operativa una nuova procedura per la disciplina delle operazioni con parti correlate, adottata dal Consiglio di Amministrazione nel mese di novembre 2010 e rispondente ai requisiti indicati dalla CONSOB con apposito regolamento approvato nel mese di marzo 2010 in attuazione delle previsioni del codice civile. Per coerenza sotto il profilo cronologico, i contenuti di tale nuova procedura – che risulta consultabile sul sito internet della Società, unitamente alla ulteriore documentazione in materia di *corporate governance* indicata nella presente relazione – saranno analizzati nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari concernente l'esercizio 2011.

In base al regolamento in materia di operazioni con parti correlate che ha trovato ancora applicazione fino alla fine del 2010, il Comitato per il controllo interno è chiamato a un preventivo esame delle varie tipologie di operazioni con parti correlate, fatta eccezione per quelle che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo (rientrando in tale ambito le operazioni compiute tra società interamente possedute da Enel, nonché quelle tipiche o usuali, quelle regolate in base a condizioni *standard* e quelle il cui corrispettivo sia fissato in base a quotazioni ufficiali di mercato oppure a tariffe definite dalle pubbliche Autorità).

A seguito dell'esame da parte del Comitato per il controllo interno, il Consiglio di Amministrazione provvede quindi alla preventiva approvazione (nel caso di operazioni di competenza della Società) ovvero alla preventiva valutazione (nel caso di operazioni di competenza delle società del Gruppo) delle operazioni con parti correlate di maggiore rilievo, per tali intendendosi: (i) le operazioni atipiche o inusuali; (ii) le operazioni di controvalore superiore a 25 milioni di euro (fatta eccezione per quelle, in precedenza richiamate, che presentano un limitato profilo di rischio per la Società e per il Gruppo); (iii) le ulteriori operazioni che il Comitato per il controllo interno ritiene di sottoporre all'esame del Consiglio.

Le operazioni di controvalore pari o inferiore a 25 milioni di euro nelle quali la correlazione sussiste con un Amministratore o un Sindaco effettivo di Enel, ovvero con un dirigente con responsabilità strategiche della Società o del Gruppo (o con una parte correlata per il tramite di tali soggetti) sono sempre sottoposte al preventivo esame del Comitato per il controllo interno.

Per ciascuna delle operazioni con parti correlate sottoposte alla sua preventiva approvazione o valutazione, il Consiglio di Amministrazione riceve un'adeguata informativa su tutti gli elementi di rilievo, e le relative deliberazioni provvedono a motivare adeguatamente le ragioni e la convenienza delle operazioni stesse per la Società e il Gruppo. È inoltre previsto che il Consiglio di Amministrazione riceva dettagliata informativa in merito alla intervenuta esecuzione delle operazioni sulla cui approvazione o valutazione abbia deliberato.

Al fine di evitare che un'operazione con parti correlate venga conclusa a condizioni difformi da quelle che sarebbero state verosimilmente negoziate tra parti non correlate, è data facoltà tanto al Comitato per il controllo interno quanto al Consiglio di Amministrazione di fare ricorso – in funzione della natura, del valore o delle altre caratteristiche dell'operazione – all'assistenza di uno o più esperti indipendenti, selezionati tra soggetti di riconosciuta professionalità e competenza.

Qualora la correlazione sussista con un Amministratore della Società o con una parte correlata per il suo tramite,

l'Amministratore interessato deve informare tempestivamente il Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse, allontanandosi dalla riunione consiliare al momento della deliberazione ove ciò non pregiudichi la permanenza del *quorum* costitutivo ovvero il Consiglio di Amministrazione non disponga altrimenti.
Qualora la correlazione sussista con l'Amministratore Delegato della Società o con una parte correlata per il suo tramite, in aggiunta a quanto sopra egli si astiene dal compimento dell'operazione, investendo della stessa il Consiglio di Amministrazione.
Qualora la correlazione sussista con uno dei Sindaci effettivi della Società o con una parte correlata per il loro tramite, il Sindaco interessato provvede a informare tempestivamente gli altri Sindaci e il Presidente del Consiglio di Amministrazione circa la natura, i termini, l'origine e la portata del proprio interesse.
E' infine previsto un sistema di comunicazioni e attestazioni inteso a far emergere tempestivamente, fin dalla fase delle negoziazioni, le operazioni con parti correlate che vedono coinvolti gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, nonché i dirigenti con responsabilità strategiche della Società e del Gruppo (o parti correlate per il tramite di tali soggetti).

Trattamento delle informazioni societarie

Fin dal febbraio 2000 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un apposito regolamento (integrato nel mese di marzo 2006) per la gestione e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento alle informazioni privilegiate. Gli Amministratori e i Sindaci sono tenuti a rispettare le previsioni contenute in tale regolamento e a mantenere comunque riservati i documenti e le informazioni acquisiti nello svolgimento dei loro compiti.
Il regolamento è finalizzato a preservare la segretezza delle informazioni riservate, assicurando al contempo che l'informativa al mercato relativa a dati aziendali sia corretta, completa, adeguata, tempestiva e non selettiva.
Il regolamento rimette in via generale alla responsabilità dell'Amministratore Delegato della Società e degli Amministratori Delegati delle società del Gruppo la gestione delle informazioni riservate di rispettiva competenza, disponendo che la divulgazione delle informazioni relative alle singole controllate debba comunque avvenire d'intesa con l'Amministratore Delegato della Capogruppo.
Il regolamento stesso istituisce inoltre specifiche procedure da osservare per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni di carattere aziendale – soffermandosi in particolare sulla divulgazione delle informazioni privilegiate – e disciplina attentamente le modalità attraverso cui gli esponenti aziendali entrano in contatto con la stampa e altri mezzi di comunicazione di massa (ovvero con analisti finanziari e investitori istituzionali).
A seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, a decorrere dal mese di aprile 2006 la Società ha provveduto a istituire (e a tenere regolarmente aggiornato) un registro di Gruppo in cui risultano iscritte le persone, fisiche o giuridiche, che hanno accesso a informazioni privilegiate in ragione dell'attività lavorativa o professionale ovvero delle funzioni svolte per conto della Società ovvero di società del Gruppo. Tale registro ha la finalità di sensibilizzare i soggetti ivi iscritti sul valore delle informazioni privilegiate di cui dispongono, agevolando al contempo lo svolgimento delle attività di vigilanza della CONSOB sul rispetto delle norme previste a tutela dell'integrità dei mercati.
Sempre a seguito del recepimento nell'ordinamento italiano della disciplina comunitaria in materia di *market abuse* e dell'entrata in vigore della normativa secondaria dettata dalla CONSOB, a decorrere dal mese di aprile 2006 risulta avere subíto profonde modifiche la disciplina dell'*internal dealing,* ossia della trasparenza sulle operazioni aventi a oggetto azioni della Società e strumenti finanziari a esse collegati compiute dai maggiori azionisti, da esponenti aziendali e da persone a essi strettamente legate.
La disciplina di fonte comunitaria ha sostituito quella in precedenza adottata da Borsa Italiana e che, con effetto dal mese di gennaio 2003, aveva regolato tale materia. Dal mese di aprile 2006 risulta quindi venuta meno anche l'applicabilità del codice di comportamento di Gruppo in materia di *internal dealing* (c.d. "*Dealing Code*"), adottato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di dicembre 2002 in attuazione della disciplina dettata da Borsa Italiana.
Nel corso del 2010 la disciplina in materia di *internal dealing* ha trovato applicazione alle operazioni di acquisto,

vendita, sottoscrizione e scambio aventi a oggetto azioni Enel, nonché delle controllate Endesa SA ed Enel Green Power SpA ovvero strumenti finanziari a esse collegati, in quanto compiute da "soggetti rilevanti". In tale ultima categoria rientrano gli azionisti in possesso di almeno il 10% del capitale della Società, gli Amministratori e i Sindaci effettivi di Enel, gli Amministratori della controllata Endesa SA nonché ulteriori 28 posizioni dirigenziali individuate in Enel e in Endesa SA in base alla normativa di riferimento, in quanto aventi regolare accesso a informazioni privilegiate e titolate ad adottare decisioni di gestione suscettibili di incidere sull'evoluzione e sulle prospettive future di Enel.
Gli obblighi di trasparenza trovano applicazione a tutte le sopra indicate operazioni il cui controvalore complessivo raggiunga i 5.000 euro su base annua, anche se compiute da persone strettamente legate ai "soggetti rilevanti".
Nell'emanare le misure di attuazione della normativa di riferimento in materia, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno prevedere l'obbligo di astensione per i "soggetti rilevanti" (diversi dagli azionisti in possesso di una partecipazione pari o superiore al 10% del capitale della Società) dall'effettuare operazioni soggette alla disciplina dell'*internal dealing* durante due *blocking period* della durata indicativa di un mese ciascuno, collocati a ridosso dell'approvazione del progetto di Bilancio di esercizio e della Relazione finanziaria semestrale da parte dello stesso Consiglio di Amministrazione.
Tale iniziativa del Consiglio di Amministrazione è stata ispirata dalla volontà di innalzare gli *standard* di *governance* della Società rispetto alla normativa di riferimento, mantenendo in vigore una previsione già contenuta nel *Dealing Code* di Gruppo e intesa a prevenire il compimento di operazioni da parte dei "soggetti rilevanti" che il mercato potrebbe percepire come sospette, in quanto effettuate durante periodi dell'anno particolarmente delicati per l'informativa societaria.

Rapporti con gli investitori istituzionali e con la generalità dei soci

La Società, fin dal momento della quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha ritenuto conforme a un proprio specifico interesse – oltre che a un dovere nei confronti del mercato – l'instaurazione di un dialogo continuativo, fondato sulla comprensione reciproca dei ruoli, con la generalità degli azionisti nonché con gli investitori istituzionali; dialogo destinato comunque a svolgersi nel rispetto delle norme e delle procedure che disciplinano la divulgazione di informazioni privilegiate.
Si è al riguardo valutato, anche in considerazione delle dimensioni del Gruppo, che tale dialogo potesse essere agevolato dalla costituzione di strutture aziendali dedicate.
Si è provveduto pertanto a istituire nell'ambito della Società (i) un'area *investor relations*, attualmente collocata all'interno della funzione "Amministrazione, Finanza e Controllo" e (ii) un'area preposta a dialogare con la generalità degli azionisti in seno alla "Segreteria Societaria".
Inoltre, si è ritenuto di favorire ulteriormente il dialogo con gli investitori attraverso un adeguato allestimento dei contenuti del sito internet della Società (www.enel.com, sezione investitori), all'interno del quale possono essere reperiti sia informazioni di carattere economico-finanziario (bilanci, relazioni semestrali e trimestrali, presentazioni alla comunità finanziaria, stime degli analisti e andamento delle contrattazioni di Borsa concernenti gli strumenti finanziari emessi dalla Società), sia dati e documenti aggiornati di interesse per la generalità degli azionisti (comunicati stampa, composizione degli organi sociali di Enel, relativo statuto sociale e regolamento delle Assemblee, informazioni e documenti relativi alle Assemblee, documenti in tema di *corporate governance*, Codice Etico, modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001, nonché uno schema generale di articolazione del Gruppo).

Assemblee

Il richiamo contenuto nel Codice di Autodisciplina a considerare l'Assemblea quale importante occasione di confronto tra azionisti e Consiglio di Amministrazione (pur in presenza di un'ampia diversificazione delle modalità di comunicazione delle società con azioni quotate con i propri soci, gli investitori istituzionali e il mercato) è stato attentamente valutato e pienamente condiviso dalla Società, che ha ritenuto opportuno – oltre ad assicurare la regolare partecipazione dei propri Amministratori ai lavori Assembleari – adottare specifiche misure intese a valorizzare adeguatamente l'istituto Assembleare; si fa riferimento in particolare alla clausola statutaria intesa ad agevolare la raccolta delle deleghe di voto presso gli

azionisti dipendenti della Società e delle sue controllate e a favorire quindi il relativo coinvolgimento nei processi decisionali Assembleari (clausola più approfonditamente descritta nella prima sezione del documento, *sub* "Assetti proprietari" - "Partecipazione azionaria dei dipendenti: meccanismi di esercizio dei diritti di voto").

La disciplina concernente il funzionamento delle Assemblee di società con azioni quotate, contenuta nel codice civile, nel Testo Unico della Finanza e nella disciplina di attuazione dettata dalla CONSOB, ha formato oggetto di significative modifiche a seguito della emanazione del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27, che ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2007/36/CE (relativa all'esercizio di alcuni diritti degli azionisti di società con azioni quotate) intervenendo tra l'altro sui profili concernenti i termini di convocazione delle Assemblee, il numero di adunanze, i *quorum*, l'esercizio dei diritti di convocazione e integrazione dell'ordine del giorno da parte delle minoranze azionarie, l'informativa pre-Assembleare, la rappresentanza in Assemblea, l'identificazione dei soci, l'introduzione della c.d. "*record date*" ai fini del riconoscimento della legittimazione all'intervento e al voto in Assemblea.

Le disposizioni del decreto legislativo n. 27/2010 risultano applicabili a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010 e sono appresso sinteticamente illustrate per quanto concerne alcuni dei profili più significativi in merito ai quali la nuova disciplina diverge da quella previgente ovvero innova rispetto alla medesima.

In particolare, si ricorda che l'Assemblea degli azionisti è competente a deliberare tra l'altro, in sede ordinaria o straordinaria, in merito (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità, (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili, (iii) all'acquisto e alla alienazione delle azioni proprie, (iv) ai piani di azionariato, (v) alle modificazioni dello statuto sociale, (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

In base a quanto disposto dallo statuto di Enel, le Assemblee ordinarie e straordinarie si svolgono in unica convocazione, si costituiscono e deliberano con le maggioranze di legge e si tengono, di regola, nel comune dove ha sede la Società, salva diversa deliberazione del Consiglio di Amministrazione e purché in Italia. L'Assemblea ordinaria deve essere convocata almeno una volta l'anno, entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, per l'approvazione del bilancio.

Il Testo Unico della Finanza prevede che la legittimazione all'intervento in Assemblea e all'esercizio del diritto di voto debba essere attestata mediante una comunicazione in favore del soggetto cui spetta il diritto di voto, inviata all'emittente da parte dell'intermediario e rilasciata sulla base delle evidenze contabili relative alla fine del settimo giorno di mercato aperto precedente la data fissata per l'Assemblea (c.d. "*record date*").

I soci possono porre domande sulle materie all'ordine del giorno anche prima dell'Assemblea; a esse viene data risposta al più tardi durante lo svolgimento dei lavori Assembleari.

Gli azionisti possono notificare le proprie deleghe alla Società anche in via elettronica, mediante invio nell'apposita sezione del sito internet indicata nell'avviso di convocazione. Essi possono inoltre farsi rappresentare in Assemblea anche da un rappresentante in conflitto di interessi, a condizione che quest'ultimo abbia comunicato per iscritto al socio le circostanze da cui deriva il conflitto di interessi e purché vi siano specifiche istruzioni di voto per ciascuna delibera in relazione alla quale il rappresentante è chiamato a votare per conto del socio stesso.

Secondo quanto previsto dal Testo Unico della Finanza e consentito dallo statuto di Enel, i soci hanno altresì la facoltà di conferire a un rappresentante designato dalla Società una delega con istruzioni di voto su tutte o alcune delle materie all'ordine del giorno, da fare pervenire al soggetto interessato entro la fine del secondo giorno di mercato aperto precedente l'Assemblea; tale delega, il cui conferimento non comporta spese per il socio e avviene mediante la compilazione di un modulo elaborato dalla CONSOB, ha effetto per le sole proposte in relazione alle quali siano conferite istruzioni di voto.

In base a quanto previsto dal Testo Unico della Finanza, la CONSOB ha disciplinato alla fine del 2010 le modalità di partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici, che trovano peraltro applicazione solo in presenza di un espresso richiamo statutario. Il Consiglio di Amministrazione della Società proporrà all'Assemblea chiamata ad approvare il Bilancio 2010 di deliberare, in sede straordinaria, l'inserimento in statuto di una clausola che affidi al Consiglio stesso il compito di stabilire – di volta in volta, tenuto conto dell'evoluzione e dell'affidabilità degli strumenti tecnici a disposizione – l'ammissibilità della partecipazione all'Assemblea con mezzi elettronici, individuando le relative modalità nell'avviso di convocazione.

Lo svolgimento delle riunioni Assembleari, oltre che dalla legge e dallo statuto, è disciplinato da un apposito

regolamento approvato dall'Assemblea ordinaria del 25 maggio 2001 (quale modificato e integrato nel 2010), i cui contenuti sono allineati ai modelli più evoluti elaborati da alcune associazioni di categoria (Assonime e ABI) per le società con azioni quotate.

L'Assemblea è presieduta dal Presidente del Consiglio di Amministrazione o, in caso di sua assenza o impedimento, dal Vice Presidente, se nominato, oppure, in mancanza di entrambi, da altra persona delegata del Consiglio di Amministrazione; in difetto l'Assemblea elegge il proprio Presidente. Il Presidente è assistito da un segretario, salvo il caso in cui la redazione del verbale sia affidata a un notaio. Il Presidente dell'Assemblea, tra l'altro, verifica la regolarità della costituzione, accerta l'identità e la legittimazione dei presenti, regola lo svolgimento dell'Assemblea e accerta i risultati delle votazioni.

Le deliberazioni dell'Assemblea constano dal verbale sottoscritto dal Presidente e dal segretario o dal notaio. I verbali delle Assemblee straordinarie devono essere redatti da un notaio.

Con riferimento al diritto di ciascun azionista di prendere la parola sugli argomenti all'ordine del giorno, il regolamento delle Assemblee prevede che il Presidente, tenuto conto dell'oggetto e della rilevanza dei singoli argomenti posti in discussione, nonché del numero dei richiedenti la parola e di eventuali domande formulate dai soci prima dell'Assemblea cui non sia già stata data risposta da parte della Società, predetermina la durata degli interventi e delle repliche – di norma non superiore a dieci minuti per gli interventi e a cinque minuti per le repliche – al fine di garantire che l'Assemblea possa concludere i propri lavori in un'unica riunione. I legittimati all'esercizio del diritto di voto possono chiedere la parola sugli argomenti posti in discussione una sola volta, facendo osservazioni, chiedendo informazioni e formulando proposte. La richiesta di intervento può essere avanzata dal momento della costituzione dell'Assemblea e – salvo diverso termine indicato dal Presidente – fino a quando il Presidente medesimo non abbia dichiarato chiusa la discussione sull'argomento oggetto della stessa. Il Presidente e, su suo invito, coloro che lo assistono, rispondono agli oratori al termine di tutti gli interventi ovvero dopo ciascun intervento. Coloro che hanno chiesto la parola hanno facoltà di breve replica.

Codice Etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dal Gruppo, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione del Gruppo stesso (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato la stesura del Codice Etico di Gruppo, approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società nel marzo 2002 e aggiornato nel marzo 2004 e, da ultimo, nel settembre 2009 e nel febbraio 2010.

Tale codice esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su *standard* improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli *stakeholder*.

In particolare, il Codice Etico si articola in:

> princípi generali nelle relazioni con gli *stakeholder*, che definiscono i valori di riferimento cui il Gruppo si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell'ambito di tali princípi si ricordano in particolare: l'onestà, l'imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell'investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell'informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell'ambiente;

> criteri di condotta verso ciascuna classe di *stakeholder*, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori di Enel sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei princípi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;

> meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l'osservanza del Codice Etico e il suo continuo miglioramento.

La revisione del Codice Etico avviata nel settembre 2009 e conclusa nel febbraio 2010 ha preso le mosse dall'esigenza di aggiornare tale documento alla luce delle modifiche normative e organizzative intervenute dalla sua ultima edizione, nonché dall'intento di allinearne ulteriormente i contenuti alla *best practice* internazionale. Tra gli interventi più significativi effettuati in tale occasione si segnalano (i) l'aggiornamento della missione aziendale, (ii) il recepimento del divieto di porre in essere sul luogo di lavoro episodi di intimidazione, *mobbing* e *stalking*, (iii) la espressa previsione dell'obbligo per i fornitori di rispettare la normativa in materia di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro, nonché (iv) l'esclusione in linea di principio della possibilità per le società del Gruppo di aderire a richieste

di contributi negli ambiti di attività in cui risulta operare Enel Cuore Onlus.

Modello organizzativo e gestionale

Nel mese di luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione della Società ha approvato un modello organizzativo e gestionale rispondente ai requisiti del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi Amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

Tale modello è coerente nei contenuti con quanto disposto dalle linee guida elaborate in materia da associazioni di categoria e con la *best practice* statunitense e rappresenta un ulteriore passo verso il rigore, la trasparenza e il senso di responsabilità nei rapporti interni e con il mondo esterno, offrendo al contempo agli azionisti adeguate garanzie di una gestione efficiente e corretta.

Il modello in questione – concepito quale strumento da adottare da parte di tutte le società italiane del Gruppo – si compone di una "parte generale" (in cui vengono descritti, tra l'altro, i contenuti del decreto legislativo n. 231/2001, gli obiettivi e il funzionamento del modello, i compiti dell'organo di controllo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, i flussi informativi, il regime sanzionatorio) e di distinte "parti speciali", concernenti le diverse tipologie di reati previsti dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire.

Nel corso del 2006 il modello organizzativo e gestionale ha formato oggetto di una complessiva rivisitazione, essendosi provveduto da parte del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento della "parte generale" e delle "parti speciali" relative ai reati contro la Pubblica Amministrazione e ai reati societari, al fine di tenere conto delle pronunce giurisprudenziali e dell'esperienza applicativa maturata durante i primi anni di attuazione del modello, nonché (ii) all'approvazione di nuove "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico, i reati contro la personalità individuale e i reati e gli illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato.

Nel mese di febbraio 2008 il Consiglio di Amministrazione ha approvato un'ulteriore "parte speciale" del modello in questione, relativa ai reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro.

In tale occasione il Consiglio di Amministrazione ha inoltre disposto un aggiornamento della configurazione dell'organo di controllo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e di curare il suo aggiornamento, la cui composizione è stata trasformata da monocratica in collegiale al fine di allinearne le caratteristiche alla prassi prevalente presso le maggiori società quotate e agli orientamenti espressi dalla giurisprudenza.

In base al regolamento dell'organo di controllo approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di maggio 2008, tale organo può essere composto da tre a cinque membri nominati dal Consiglio stesso e possono entrare a farne parte componenti sia interni sia esterni alla Società e al Gruppo, dotati di specifica competenza ed esperienza professionale (in ogni caso è prevista la presenza del responsabile della funzione *"Audit"* della Società). Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, ha quindi inizialmente nominato quali componenti l'organo di controllo – oltre al responsabile della funzione *"Audit"* – il responsabile della funzione "Segreteria Societaria" e il responsabile della funzione "Legale" della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. Successivamente, nel mese di dicembre 2010 il Consiglio di Amministrazione ha disposto l'ampliamento della compagine dell'organo di controllo, prevedendo l'inserimento di un componente esterno esperto in materia di organizzazione aziendale (individuato nella persona di Matteo Giuliano Caroli), cui è stata affidata la presidenza dell'organo stesso.

Nel mese di giugno 2009 il Consiglio di Amministrazione ha inoltre provveduto, su proposta del Comitato per il controllo interno, (i) a un aggiornamento sia della "parte generale" sia della "parte speciale" concernente i reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro, al fine di tenere conto dell'esperienza applicativa maturata, delle pronunce giurisprudenziali e degli aggiornamenti normativi intervenuti, nonché (ii) all'approvazione di una nuova "parte speciale" concernente i reati di ricettazione, riciclaggio e

impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita.
La periodica attività di aggiornamento e revisione del modello organizzativo e gestionale è proseguita anche nel corso del 2010.
Dapprima, nel mese di maggio 2010, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto infatti, su proposta del Comitato per il controllo interno, a un aggiornamento delle "parti speciali" concernenti i reati e gli illeciti amministrativi in materia di abusi di mercato (alla luce della intervenuta operatività di alcune società del Gruppo sul mercato dei derivati elettrici) nonché i reati di omicidio colposo e lesioni colpose commessi in violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sui luoghi di lavoro, tenuto conto delle modifiche normative intervenute nelle materie disciplinate da tali "parti speciali".
Nella medesima riunione il Consiglio di Amministrazione ha inoltre approvato specifiche "linee guida" finalizzate a rendere applicabili i princípi del modello organizzativo e gestionale alle più significative società controllate estere del Gruppo (identificate anche in funzione della tipologia di attività svolta), allo scopo (i) di sensibilizzare e rendere consapevoli le società in questione sull'importanza di assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, nonché (ii) di prevenire il rischio che, attraverso la commissione di condotte illecite nell'ambito delle attività svolte dalle medesime società, si possa configurare una responsabilità amministrativa ex decreto legislativo n. 231/2001 a carico di Enel e/o di altre società italiane del Gruppo.
Successivamente, nel mese di dicembre 2010, il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per il controllo interno, ha proceduto a un aggiornamento delle "parti speciali" concernenti i reati con finalità di terrorismo o di eversione dell'ordine democratico nonché i reati di ricettazione, riciclaggio e impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, al fine di tenere conto dell'evoluzione dell'organizzazione aziendale e delle modifiche normative intervenute in tali materie, nonché per meglio coordinare tra loro le "parti speciali" in questione. Nella medesima riunione il Consiglio di Amministrazione ha inoltre approvato una nuova "parte speciale" concernente i delitti informatici e il trattamento illecito di dati, inclusi dalla legislazione più recente tra i reati "presupposto" della responsabilità disciplinata dal decreto legislativo n. 231/2001.
Nel corso del 2010 l'organo di controllo ha vigilato, come di consueto, sul funzionamento e sull'osservanza del modello e, in particolare:

> ha tenuto 8 riunioni, soffermandosi tanto su alcune attività svolte in ambito aziendale (di cui non ha riscontrato i presupposti di rilevanza ai fini della responsabilità amministrativa ex decreto legislativo n. 231/2001), quanto su eventi di particolare rilievo concernenti realtà di altre imprese, al fine di valutare se le previsioni del modello organizzativo e gestionale di Enel siano in concreto idonee a prevenire il rischio che simili eventi possano verificarsi in ambito aziendale;
> ha promosso l'aggiornamento del modello organizzativo e gestionale;
> ha promosso – oltre alle consuete iniziative formative, differenziate a seconda dei destinatari e necessarie a garantire un costante aggiornamento dei dipendenti sui contenuti del modello organizzativo e gestionale – un corso *on line* sul decreto legislativo n. 231/2001 e sul modello in questione;
> ha riferito costantemente del proprio operato al Presidente e all'Amministratore Delegato nonché, con cadenza periodica, al Comitato per il controllo interno e al Collegio Sindacale.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Nel mese di giugno 2006 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'adozione del piano di "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC", al fine di sostanziare l'adesione di Enel al *Global Compact* (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI – *Partnership Against Corruption Initiative* (iniziativa sponsorizzata dal World Economic Forum di Davos nel 2005).
Il piano TZC integra il Codice Etico e il modello organizzativo e gestionale adottato ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, rappresentando un approfondimento relativo al tema della corruzione inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l'implementazione dei princípi formulati in materia da Transparency International.

Vengono di seguito allegate tre tabelle che sintetizzano alcune delle informazioni contenute nella seconda sezione del documento.

Tabella 1: Struttura del Consiglio di Amministrazione e dei comitati di Enel

Consiglio di Amministrazione								Comitato controllo interno		Comitato remunerazioni		Eventuale Comitato nomine		Eventuale Comitato esecutivo	
				Indipendenti											
Carica	Componenti	Esecutivi	Non Esecutivi	TUF (*****)	C.A. (******)	(****)	Altri incarichi (**)	(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)	(***)	(****)
Presidente	Gnudi Piero	X				100%	2								
AD/Direttore Generale	Conti Fulvio	X				100%	2								
Consigliere	Ballio Giulio (*)		X	X	X	93%	-			X	100%				
Consigliere	Codogno Lorenzo		X			100%	-	X	92%						
Consigliere	Costi Renzo (*)		X	X	X	93%	1	X	100%			Non esistente		Non esistente	
Consigliere	Fantozzi Augusto (*)		X	X	X	93%	5			X	100%				
Consigliere	Luciano Alessandro		X	X	X	100%	-	X	92%						
Consigliere	Napolitano Fernando		X			73%	1			X	50%				
Consigliere	Tosi Gianfranco		X	X	X	100%	-	X	100%						

Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Consiglio di Amministrazione: 0,5% del capitale sociale (*******)
Numero di riunioni svolte durante l'esercizio - CdA: 15; Comitato controllo interno: 13; Comitato remunerazioni: 4; Comitato nomine: N.A.; Comitato esecutivo: N.A.

NOTE

* La presenza dell'asterisco indica che l'Amministratore è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi ricoperti dal soggetto interessato negli organi di amministrazione e di controllo di altre società di rilevanti dimensioni, individuate in base alla *policy* formulata al riguardo dal Consiglio di Amministrazione. A tale riguardo si segnala che al mese di febbraio 2011 i consiglieri di amministrazione di Enel rivestivano i seguenti incarichi da ritenersi rilevanti a tale fine:
1 Piero Gnudi: consigliere di amministrazione de Il Sole 24 Ore SpA e di Unicredit SpA;
2 Fulvio Conti: consigliere di amministrazione di Barclays Plc. e di AON Corporation;
3 Renzo Costi: consigliere di amministrazione e membro del comitato esecutivo della Società editrice "Il Mulino" SpA;
4 Augusto Fantozzi: commissario straordinario di Alitalia SpA; presidente del Consiglio di Amministrazione di Sisal Holding Finanziaria SpA e di Sisal SpA; consigliere di amministrazione di Ferretti SpA; presidente del Collegio Sindacale di Hewlett Packard Italia Srl;
5 Fernando Napolitano: Amministratore Delegato di Booz & Company Italia Srl.

*** In queste colonne è indicata con una "X" l'appartenenza di ciascun Amministratore ai comitati.

**** In queste colonne sono indicate le percentuali di partecipazione di ciascun Amministratore alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei comitati. Tutti i casi di assenza sono stati adeguatamente giustificati.

***** In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza previsti per i Sindaci di società con azioni quotate dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza, richiamato per quanto riguarda gli Amministratori dall'art. 147 *ter*, comma 4, dello stesso Testo Unico della Finanza. In base a quanto indicato dall'art. 148, comma 3, del Testo Unico della Finanza non possono qualificarsi indipendenti:
a) coloro che si trovano nelle condizioni previste dall'art. 2382 del codice civile (vale a dire in stato di interdizione, inabilitazione, fallimento, o che abbiano subíto una condanna a una pena che comporta l'interdizione, anche temporanea, dai pubblici uffici o l'incapacità a esercitare uffici direttivi);
b) il coniuge, i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori della Società, nonché gli Amministratori, il coniuge i parenti e gli affini entro il quarto grado degli Amministratori delle società da essa controllate, delle società che la controllano e di quelle sottoposte a comune controllo;
c) coloro che sono legati alla Società ovvero alle società da essa controllate, ovvero alle società che la controllano o a quelle sottoposte a comune controllo ovvero agli Amministratori della Società e ai soggetti di cui alla precedente lettera b) da rapporti di lavoro autonomo o subordinato, ovvero da altri rapporti di natura patrimoniale o professionale che ne compromettano l'indipendenza.

****** In questa colonna è segnalato con una "X" il possesso dei requisiti di indipendenza indicati nell'art. 3 del Codice di Autodisciplina delle società quotate. In particolare, in base a quanto indicato nel criterio applicativo 3.C.1 del Codice di Autodisciplina, un Amministratore dovrebbe di norma ritenersi privo dei requisiti di indipendenza nelle seguenti ipotesi:
a) se, direttamente o indirettamente, anche attraverso società controllate, fiduciari o interposta persona, controlla l'emittente o è in grado di esercitare su di esso un'influenza notevole, o partecipa a un patto parasociale attraverso il quale uno o più soggetti possono esercitare il controllo o un'influenza notevole sull'emittente;
b) se è, o è stato nei precedenti tre esercizi, un esponente di rilievo [(1)] dell'emittente, di una sua controllata avente rilevanza strategica o di una società sottoposta a comune controllo con l'emittente, ovvero di una società o di un ente che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente o è in grado di esercitare sullo stesso un'influenza notevole;
c) se, direttamente o indirettamente (ad esempio attraverso società controllate o delle quali sia esponente di rilievo, ovvero in qualità di *partner* di uno studio professionale o di una società di consulenza), ha, o ha avuto nell'esercizio precedente, una significativa relazione commerciale, finanziaria o professionale:
- con l'emittente, con una sua controllata, o con alcuno dei relativi esponenti di rilievo;
- con un soggetto che, anche insieme con altri attraverso un patto parasociale, controlla l'emittente, ovvero – trattandosi di società o ente – con i relativi esponenti di rilievo;

ovvero è, o è stato nei precedenti tre esercizi, lavoratore dipendente di uno dei predetti soggetti;
A tale riguardo il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2010, ha individuato i seguenti parametri quantitativi applicabili ai rapporti di natura commerciale, finanziaria o professionale da ultimo indicati:
- rapporti di natura commerciale o finanziaria: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili alla stessa tipologia di rapporti contrattuali;

- prestazioni professionali: (i) il 5% del fatturato annuo dell'impresa o dell'ente di cui l'Amministratore abbia il controllo o sia esponente di rilievo ovvero dello studio professionale o della società di consulenza di cui egli sia *partner*; e/o (ii) il 2,5% dei costi annui sostenuti dal Gruppo Enel che risultino riconducibili a incarichi di natura similare;

Il superamento di tali parametri dovrebbe precludere in linea di principio – salva la ricorrenza di specifiche circostanze, da valutare in concreto – la sussistenza dei requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina in capo all'Amministratore non esecutivo cui trovano applicazione.

d) se riceve, o ha ricevuto nei precedenti tre esercizi, dall'emittente o da una società controllata o controllante, una significativa remunerazione aggiuntiva rispetto all'emolumento "fisso" di Amministratore non esecutivo dell'emittente, ivi inclusa la partecipazione a piani di incentivazione legati alla *performance* aziendale, anche a base azionaria;

e) se è stato Amministratore dell'emittente per più di nove anni negli ultimi dodici anni;

f) se riveste la carica di Amministratore esecutivo in un'altra società nella quale un Amministratore esecutivo dell'emittente abbia un incarico di Amministratore;

g) se è socio o Amministratore di una società o di un'entità appartenente alla rete della società incaricata della revisione contabile dell'emittente;

h) se è uno stretto familiare [(2)] di una persona che si trovi in una delle situazioni di cui ai precedenti punti.

******* Tale *quorum* trova applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee convocate fino a tale data il *quorum* in questione è risultato pari all'1% del capitale sociale.

Tabella 2: Collegio Sindacale di Enel

Carica	Componenti	Percentuale di partecipazione alle riunioni del Collegio	Numero di incarichi (**)
Presidente	Fontana Franco (*) (***)	100%	13
Presidente	Duca Sergio (*) (****)	100%	5
Sindaco effettivo	Conte Carlo	91%	5
Sindaco effettivo	Mariconda Gennaro	86%	1
Sindaco supplente	Giordano Giancarlo (***)	N.A.	-
Sindaco supplente	Sbordoni Paolo (*) (***)	N.A.	-
Sindaco supplente	Salsone Antonia Francesca (****)	N.A.	-
Sindaco supplente	Tutino Franco (*) (****)	N.A.	-
Numero riunioni svolte durante l'esercizio 2010: 22			
Quorum richiesto per la presentazione delle liste per la nomina del Collegio Sindacale: 0,5% del capitale sociale (*****).			

NOTE

* La presenza dell'asterisco indica che il Sindaco è stato designato attraverso liste presentate dalle minoranze azionarie.

** In questa colonna è indicato il numero di incarichi che il soggetto interessato ha dichiarato di ricoprire negli organi di amministrazione e di controllo di società di capitali italiane.

*** In carica fino al 29 aprile 2010.

**** In carica a decorrere dal 29 aprile 2010.

***** Tale *quorum* trova applicazione a decorrere dalle Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee convocate fino a tale data il *quorum* in questione è risultato pari all'1% del capitale sociale.

(1) Si segnala che, in base a quanto disposto dal criterio applicativo 3.C.2 del Codice di Autodisciplina, sono da considerarsi "esponenti di rilievo" di una società o di un ente (anche ai fini di quanto indicato nelle ulteriori lettere del criterio applicativo 3.C.1): il rappresentante legale, il Presidente dell'ente, il Presidente del Consiglio di Amministrazione, gli Amministratori esecutivi ed i dirigenti con responsabilità strategiche della società o dell'ente considerato.

(2) Il commento all'art. 3 del Codice di Autodisciplina afferma al riguardo che "in linea di principio, dovrebbero essere giudicati come non indipendenti i genitori, i figli, il coniuge non legalmente separato, il convivente *more uxorio* e i familiari conviventi di una persona che non potrebbe essere considerata Amministratore indipendente".

Tabella 3: Altre previsioni del Codice di Autodisciplina

	SÌ	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Sistema delle deleghe e operazioni con parti correlate			
Il CdA ha attribuito deleghe definendone:	X		
a) limiti	X		
b) modalità d'esercizio	X		
c) e periodicità dell'informativa?	X		
Il CdA si è riservato l'esame e l'approvazione preventiva delle operazioni aventi un particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario (incluse le operazioni con parti correlate)?	X		
Il CdA ha definito linee guida e criteri per l'identificazione delle operazioni "significative"?	X		
Le linee guida e i criteri di cui sopra sono descritti nella relazione?	X		
Il CdA ha definito apposite procedure per l'esame e l'approvazione delle operazioni con parti correlate?	X		
Le procedure per l'approvazione delle operazioni con parti correlate sono descritte nella relazione?	X		
Procedure della più recente nomina del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale			
Il deposito delle candidature alla carica di Amministratore è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Le candidature alla carica di Amministratore erano accompagnate dall'indicazione dell'idoneità dei candidati a qualificarsi come indipendenti?	X		
Il deposito delle candidature alla carica di Sindaco è avvenuto con almeno 10 giorni (*) di anticipo?	X		
Le candidature alla carica di Sindaco erano accompagnate da esauriente informativa circa le caratteristiche personali e professionali dei candidati?	X		
Assemblee			
La Società ha approvato un regolamento di assemblea?	X		
Il regolamento è allegato alla relazione (o è indicato dove esso è ottenibile/scaricabile)?	X		

(*) Si osserva che il termine raccomandato per il deposito delle liste di candidati Amministratori e Sindaci è stato elevato da 10 a 15 giorni nella edizione 2006 del Codice di Autodisciplina. L'indicato termine di 10 giorni è risultato applicabile alla Società in forza di quanto disposto dalla normativa in materia di privatizzazioni (art. 4, legge 30 luglio 1994, n. 474) fino alle Assemblee il cui avviso di convocazione sia stato pubblicato entro il 31 ottobre 2010. Per le Assemblee il cui avviso di convocazione sia pubblicato dopo il 31 ottobre 2010, il Testo Unico della Finanza (come modificato dal decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 27) stabilisce che le liste devono essere depositate presso la sede sociale almeno 25 giorni prima della data dell'Assemblea chiamata a deliberare sulla nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione o il Collegio Sindacale e devono quindi essere pubblicate a cura dell'emittente almeno 21 giorni prima della data dell'Assemblea medesima.

	SÌ	NO	Sintesi delle motivazioni dell'eventuale scostamento dalle raccomandazioni del Codice
Controllo interno			
La Società ha nominato il preposto al controllo interno?	X		
Il preposto è gerarchicamente indipendente da responsabili di aree operative?	X		
Inquadramento organizzativo del preposto al controllo interno	Responsabile della funzione "*Audit*" della Società		
Investor relations			
La Società ha nominato un responsabile *investor relations*?	X		
Unità organizzativa e riferimenti del responsabile *investor relations*	Rapporti con investitori istituzionali: *Investor Relations* Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06/83057975 - fax 06/83053771 e-mail: investor.relations@enel.com Rapporti con azionisti individuali: Segreteria Societaria Viale Regina Margherita, 137 - 00198 Roma tel. 06/83054000 - fax 06/83055028 e-mail: azionisti.retail@enel.com		

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

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Fulvio Conti e Luigi Ferraris, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
   b. l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2010 e il 31 dicembre 2010.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010:
   a. è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010 comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 14 marzo 2011

Fulvio Conti
Amministratore Delegato di Enel SpA

Luigi Ferraris
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA

Allegati

Sezione E
TURBOGAS
TURBINA A VAPORE
Sezione G
TURBOGAS
TURBINA A VAPORE

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2010, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, 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 possedute da Enel SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2010 (1)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Enel SpA	Roma	Italia	*Holding* industriale	9.403.357.795,00	EUR			
Controllate								
Concert Srl	Roma	Italia	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	10.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Deval SpA	Aosta	Italia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	37.500.000,00	EUR	Enel SpA	51,00%	51,00%
Endesa SA	Madrid	Spagna	*Holding* di partecipazioni	1.270.502.540,40	EUR	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Enel Albania Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti. Produzione e *trading* di energia elettrica	73.230.000,00	ALL	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	Distribuzione di energia elettrica	382.158.580,00	RON	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	Distribuzione di energia elettrica	280.285.560,00	RON	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA (già Electrica Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	Distribuzione di energia elettrica	271.635.250,00	RON	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	Distribuzione di energia elettrica	2.600.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	Vendita di gas e di energia elettrica	302.039,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA (già Electrica Furnizare Muntenia Sud SA)	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	37.004.350,00	RON	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	Vendita di energia elettrica	140.000.000,00	RON	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe SL	Madrid	Spagna	*Holding* di partecipazioni	500.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC	San Pietroburgo	Federazione Russa	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	2.700.000,00	RUB	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	1.478.810.370,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel France Sas	Parigi	Francia	*Holding* di partecipazioni	34.937.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000.000,00	EUR	Enel SpA	69,17%	69,17%
Enel Ingegneria e Innovazione SpA	Roma	Italia	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	30.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	1.593.050.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Lease Eurl (già Société du Parc Eolien Grandes Terres Est Eurl)	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	500.000,00	EUR	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	10.000.000,00	EUR	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel M@P Srl	Roma	Italia	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	100.000,00	EUR	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Maritza East 3 AD	Sofia	Bulgaria	Produzione di energia elettrica	265.943.600,00	BGN	Maritza East III Power Holding BV	73,00%	73,00%
Enel OGK5-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	Ekaterinburg	Federazione Russa	Produzione di energia elettrica	35.371.898.370,00	RUB	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%
Enel Operations Belgium SA	Marchienne Au Pont	Belgio	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	200.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Operations Bulgaria AD	Galabovo	Bulgaria	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	50.000,00	BGN	Maritza O&M Holding Netherlands BV	73,00%	73,00%
Enel Productie Srl (già Global Power Investment Srl)	Bucarest	Romania	Produzione di energia elettrica	19.910.200,00	RON	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica	1.800.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Romania Srl (già Enel Servicii Srl)	Judetul Ilfov	Romania	Prestazioni di servizi alle imprese	200.000,00	RON	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	350.000,00	RUB	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Service Uk Ltd	Londra	Regno Unito	Servizi nel settore energetico	100,00	GBP	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	Servizi nel settore energetico	33.000.000,00	RON	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizi Srl	Roma	Italia	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	50.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	Vendita di energia elettrica	10.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Sole Srl	Roma	Italia	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	4.600.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Hungary Kft	Budapest	Ungheria	Sourcing e trading di energia elettrica	184.650,00	EUR	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	Sourcing e trading di energia elettrica	74.250.200,00	RON	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	90.885.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	Factoring	12.500.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	1.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Re Ltd	Dublino	Irlanda	Riassicurazione	3.000.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	36.961.629,00	EUR	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000.000,00	SAR	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower SpA	Milano	Italia	Ingegneria e costruzioni	2.000.000,00	EUR	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enelpower Uk Ltd	Londra	Regno Unito	Ingegneria nel settore elettrico	1.000,00	GBP	Enelpower SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	3.000.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	245.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	55,10%	55,10%
Linea Albania-Italia Shpk	Tirana	Albania	Costruzione, manutenzione e gestione di merchant lines	27.460.000,00	ALL	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	107.000.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	80,00%	80,00%
Maritza East III Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	100.000.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Maritza O&M Holding Netherlands BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	40.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	4.100.000,00	EUR	Enel Trade SpA	90,00%	90,00%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	Finanziaria	10.000.000,00	RUB	Enel OGK5-5 OJSC (già OGK-5 OJSC)	100,00%	56,43%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	Servizi di security	33.193,92	EUR	Slovenské Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Pragma Energy SA	Lugano	Svizzera	Trading di carbone	4.000.000,00	CHF	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.000,00	RUB	Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	100,00%	56,43%
Sanatorium-Preventorium Energetik OJSC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	Servizi nel settore energetico	10.571.300,00	RUB	Enel OGK5-5 OJSC (già OGK-5 OJSC) OGK-5 Finance LLC	99,99% 0,01%	56,43%
Se Hydropower Srl	Bolzano	Italia	Produzione acquisto e vendita di energia idroelettrica	30.000.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	40,00%	40,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	Fornitura di energia elettrica	4.505.000,00	EUR	Slovenské Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Slovenské Elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	Produzione di energia elettrica	1.269.295.724,66	EUR	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Slovenské Elektrárne Finance BV	Rotterdam	Olanda	Finanziaria	18.200,00	EUR	Slovenské Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Société du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000,00	EUR	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	128.000.000,00	RUB	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Vallenergie SpA	Aosta	Italia	Vendita di energia elettrica	1.700.000,00	EUR	Enel SpA	51,00%	51,00%
Water & INDUSTRIAL Services Company SpA	Monza	Italia	Depurazione delle acque reflue	15.615.000,00	EUR	Enel.Newhydro Srl	100,00%	100,00%

(1) Le imprese possedute da Enel Green Power SpA e Endesa SA consolidate con il metodo integrale formano oggetto di elenchi separati.

Elenco delle imprese possedute da Enel Green Power SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2010 (1) (2)

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Enel Green Power SPA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000.000,00	EUR	Enel SpA	69,17%	69,17%
Controllate								
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Hydro Development Group Inc.	50,00%	69,18%
						Chi Black River Inc.	50,00%	
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.693.060,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Aioliko Voskero SA	Heraklion (Crete)	Grecia	Costruzione e utilizzo di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili	955.600,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	3.010,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	17.117.415,92	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione di energia elettrica	21.216.846,33	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.500,00	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	69,17%
Argyri Energiaki SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.200.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Asoleo SL	Madrid	Spagna	Impianti eolici	800.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,01%	39,18%
Asotin Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Aziscohos Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	69,17%
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,69%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	2,00	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30,00	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,88%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000,00	RON	Enel Green Power International BV	1,00%	69,17%
						Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	99,00%	
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Boott Hydropower Inc.	100,00%	69,17%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	69,17%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Magic Valley Inc.	32,00%	69,17%
						Chi Idaho Inc.	68,00%	
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Bp Hydro Associates	75,92%	69,17%
						Fulcrum Inc.	24,08%	
Bypass Limited	Boise (Idaho)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	El Dorado Hydro	100,00%	69,17%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Essex Company	100,00%	69,17%
Carvemagere - Manutençao e Energias Renováveis Lda	Barcelos	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	84.700,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	50,92%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel Alberta Wind Inc.	100,00%	69,17%
Chi Acquisitions II Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Chi Acquisitions Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Chi Dexter Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Chi Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Highfalls Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Chi Hydroelectric Company Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.834.448,00	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Magic Valley Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Chi Mountain States Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi S F LP	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	CAD	Chi Hydroelectric Company Inc.	100,00%	69,17%
Chi Universal Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Chi Western Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	110.000,00	USD	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	69,17%
Conexión Energética Centroamericana El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.950.600,00	SVC	Grupo Egi SA de Cv Enel Latin America BV	40,86% 59,14%	69,17%
Consolidated Hydro Mountain States Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	130,00	USD	Chi Universal Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Gauley River Power Partners LP Chi Acquisitions II Inc.	5,00% 95,00%	69,17%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	80,00%	55,34%
Consorzio Sviluppo Solare	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000,00	EUR	Enel Produzione SpA Enel.Si - Servizi Integrati Srl	30,00% 70,00%	78,42%
Copenhagen Associates	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Dexter Inc. Hydro Development Group Inc.	49,00% 50,00%	68,48%
Crosby Drive Investments Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Asotin Hydro Company Inc.	100,00%	69,17%
Cte - Central Termica do Estuário Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	563.910,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	EGP Padoma Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
EGP Stillwater Solar LLC	Willmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	85,00%	66,58%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	1.000,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
EGP Padoma Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	1.000,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Olympe Inc.	82,50%	69,17%
						Motherlode Hydro Inc.	17,50%	
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	80,00%	62,66%
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	14.053.147,00	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda	99,99%	69,18%
						Energía Alerce Ltda	0,01%	
Empresa Eléctrica Puyehue SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	11.169.752.000,00	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda	99,90%	69,17%
						Energía Alerce Ltda	0,10%	
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	9.154.430.867,00	CLP	Enel Latin America (Chile) Ltda	51,00%	35,28%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary	Canada	*Holding* di partecipazioni	16.251.021,00	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	*Holding* di partecipazioni	419.400.000,00	BRL	Enel Latin America BV	99,99%	69,17%
						Enel Green Power International BV	0,01%	
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel de Costa Rica SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	27.500.000,00	USD	Enel Latin America BV	100,00%	69,17%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000.000,00	USD	Enel Panama SA	50,06%	34,63%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Essex Company	100,00%	69,17%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	35.231.000,00	BGN	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power Calabria Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	*Holding* di partecipazioni	1.757.364,00	CAD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	BRL	Parque Eolico Cristal Ltda	1,00%	69,17%
						Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	11.152,74	EUR	Enel Green Power International BV	60,00%	78,32%
						Endesa Generación SA	40,00%	
Enel Green Power Extremadura	Merida (Badajoz)	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.012,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	80.200.000,00	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	*Holding* di partecipazioni, servizi nel settore energetico	2.060.000,00	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	244.532.298,00	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Portoscuso Srl (già Portoscuso Energia Srl)	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Primavera SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.506.000,00	BRL	Parque Eolico Cristal Ltda	1,00%	69,17%
						Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	Melissano	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enel Green Power Romania Srl (già Blu Line Impex Srl)	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	128.000.000,00	RON	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Green Power SAO Judas Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	17.256.000,00	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	69,17%
						Parque Eolico Cristal Ltda	1,00%	
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	250.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Enel Green Power TSS Srl (già Anemos 1 Srl)	Melissano	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000,00	EUR	Enel Green Power Puglia Srl (già Italgest Wind Srl)	100,00%	69,17%
Enel Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	GTQ	Enel Latin America BV	98,00%	69,17%
						Enel Green Power International BV	2,00%	
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel Latin America BV	Amsterdam	Olanda	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	244.450.298,00	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Latin America (Chile) Ltda	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.455.970.775,00	CLP	Hydromac Energy BV	0,01%	69,17%
						Energia Alerce Ltda	99,99%	
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Enel North America Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	50,00	USD	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
Enel Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	*Holding* di partecipazioni	3.000,00	USD	Enel Latin America BV	100,00%	69,17%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Geothermal LLC	100,00%	69,17%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Chi Power Inc.	100,00%	69,17%
Enel Washington Dc Lld	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Enel.Si - Servizi Integrati Srl	Roma	Italia	Impiantistica e servizi energetici	5.000.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	100,00%	69,17%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Ingegneria nel settore elettrico	1.242.000,00	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	69,18%
						Enel Latin America BV	0,01%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enercampo - Produçao de Energia Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	249.400,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Energía Alerce Ltda	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	1.360.670,00	CLP	Hydromac Energy BV	99,90%	69,17%
						Enel Green Power International BV	0,10%	
Energía Eolica Srl	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.840.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Energía Global de Mexico (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	MXN	Enel Latin America BV	99,00%	68,48%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000,00	CRC	Enel de Costa Rica SA	100,00%	69,17%
Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.339.650,00	MXN	Enel Guatemala SA	0,01%	69,17%
						Enel Latin America BV	99,99%	
Energía Nueva de Iggu Srl de Cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.000,00	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,90%	69,17%
						Energía Nueva Energía Limpia Mexico Srl de Cv	0,10%	
Energética Mataró SA	Barcellona	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto per lo smaltimento di scorie industriali	484.150,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	66,58%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica	18.500.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	Impianti idroelettrici	1.298.160,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	66,67%	52,22%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	Biomasse	279.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	68,42%	53,59%
Enerlive Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.520.000,00	EUR	Maicor Wind Srl	100,00%	41,50%
Enernisa - Produçao de Energia Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	249.400,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Enerviz - Produçao de Energia de Vizela Lda	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	673.380,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Eol Verde Energia Eólica SA	Porto	Portogallo	Trattamento e distribuzione delle acque	50.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	75,00%	58,75%
Eolcinf - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Eolflor - Produçao de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.505.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	54,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.230.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	73,60%	57,65%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.488.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	70,00%	54,83%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.046.800,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	4.200.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Eólica de La Cuenca Central Asturiana SL	Asturie	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	30.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	Sviluppo di impianti eolici	36.100,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.559.340,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,50%	39,56%
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.400,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	216.360,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	55,00%	43,08%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	60,00%	46,99%
Eólicos Touriñán SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Fermicaise SA de Cv	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.667.000,00	MXN	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,99%	78,32%
Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	750.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Fisterra Eólica SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.002,50	USD	Consolidated Hydro Mountain States Inc.	100,00%	69,17%
Garden Heights Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Essex Company	100,00%	69,17%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Gauley River Management Corporation	100,00%	69,17%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.261.697,33	GTQ	Enel Guatemala SA Enel Latin America BV	1,00% 99,00%	69,17%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.820.000,00	GTQ	Enel Latin America BV Enel Guatemala SA	99,99% 0,01%	69,17%
Geotermica del Norte	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	CLP	Enel Latin America (Enel Chile) Ltda	51,00%	35.28%
Geotermica Nicaraguense SA	Managua	Nicaragua	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	92.050.000,00	NIO	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Glafkos Hydroelectric Station SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, trading di energia e servizi nel settore elettrico	4.690.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Gresaise SA de Cv	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.647.000,00	MXN	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,99%	78,32%
Grupo Egi SA de Cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.448.800,00	SVC	Enel Latin America BV Enel Green Power International BV	99,99% 0,01%	69,17%
Guadarranque Solar 1 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 10 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 11 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 12 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 13 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 14 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 15 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 16 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Guadarranque Solar 17 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 18 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 19 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 2 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 3 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 6 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 7 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 8 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Guadarranque Solar 9 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Hidroelectricidad del Pacífico Srl de Cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.891.536,00	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	69,17%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Hispano Generación de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Hosiery Mills Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Hydro Constructional SA	Maroussi	Grecia	Ingegneria nel settore elettrico, *trading* di energia e servizi nel settore energetico	3.630.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12,25	USD	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Hydrodev Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	*Holding* di partecipazioni	7.587.320,00	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Hydrodev Limited Partnership	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	CAD	Hydrodev Inc.	100,00%	69,17%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000,00	EUR	Enel Latin America BV	100,00%	69,17%
Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	Città del Messico	Messico	*Holding* di partecipazioni	308.628.665,00	MXN	Enel Green Power International BV Enel Latin America BV	0,01% 99,99%	69,17%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.468.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	55,34%
International Wind Parks of Achaia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	8.121.000,00	EUR	Enel Green Power International BV	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Crete SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia e servizi nel settore energetico	3.093.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Rhodes SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia e servizi nel settore energetico	5.070.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia e servizi nel settore energetico	6.454.980,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
International Wind Power SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia e servizi nel settore energetico	6.615.300,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	82.974.475,77	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Italaise SA de Cv	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	7.481.000,00	MXN	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	99,99%	78,32%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Essex Company	92,50%	63,98%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Hydro Development Group Inc.	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2,00	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
Lower Saranac Hydro Partners	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Lower Saranac Corporation	100,00%	69,17%
Maicor Wind Srl	Cosenza	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	20.850.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	60,00%	41,50%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Mataró Tractament Térmic Eficient SA	Barcellona	Spagna	Studi ambientali	1.878.000,00	EUR	Energética Mataró SA	80,00%	53,26%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro Srl de Cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	181.728.201,00	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	69,17%
Micase SA de Cv	Distrito Federal	Messico	Cogenerazione di energia elettrica e termica	47.132.000,00	MXN	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	51,00%	39,95%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
Minnewawa Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	100,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Missisquoi Associates	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	1,00%	69,17%
						Sheldon Springs Hydro Associates LP	99,00%	
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	9.709.200,00	USD	Enel de Costa Rica SA	49,00%	33,89%
Motherlode Hydro Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Myhs Kastaniotiko SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.560.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Myhs Pougakia SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Nevkan Inc.	100,00%	69,17%
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Sweetwater Hydroelectric Inc.	100,00%	69,17%
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	*Holding* di partecipazioni	578.192,00	CAD	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	69,17%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
O&M Cogeneration Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15,00	CAD	Hydrodev Inc.	66,66%	46,11%
Olympe Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Operacion y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000,00	CRC	Enel de Costa Rica SA	85,00%	58,79%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Finance LLC	100,00%	69,17%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000,00	CRC	Inversiones Eólicas La Esperanza SA	71,43%	44,96%
						Enel de Costa Rica SA	28,57%	
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.001,00	CRC	Enel de Costa Rica SA	33,44%	23,13%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	CRC	Enel de Costa Rica SA	40,00%	27,67%
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.001,00	CRC	Enel de Costa Rica SA	34,32%	23,74%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	-	USD	EGP Padoma Holding Company Inc.	100,00%	69,17%
Paravento SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Parc Eolien de Beauséjour Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de Bouville Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de La Grande Epine Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parc Eolien de La Vallière Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	49,00%	33,89%
Parc Eolien des Ramiers Sasu	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Parque Eolico Cristal Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000,00	BRL	Enel Latin America BV	0,01%	69,18%
						Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.007.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	80,00%	62,66%
Parque Eólico de Enix SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.005.100,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	95,00%	74,41%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	901.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	65,67%	51,43%
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	125.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	65,00%	50,92%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	51,00%	39,95%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Costruzione e gestione di impianti eolici	3.810.340,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	90,00%	70,49%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	528.880,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	52,00%	40,73%
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.193.970,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	58,00%	45,43%
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	69,17%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.198.530,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	56,12%	43,96%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	41.965.444,64	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Productor Regional de Energía Renovable I SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	711.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	85,00%	66,58%
Productor Regional de Energía Renovable II SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	75,00%	58,75%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	60.500,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	75,00%	58,75%
Proveedora de Electricidad de Occidente Srl de Cv	Città del Messico	Messico	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	89.707.935,00	MXN	Impulsora Nacional de Electricidad Srl de Cv	99,99%	69,17%
Proyectos Eólicos Valencianos SA	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica	2.550.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
Pyrites Associates	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Dexter Inc. Hydro Development Group Inc.	50,00% 50,00%	69,18%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione di energia elettrica	12.148.511,80	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.924.465.600,00	GTQ	Enel Guatemala SA Enel Latin America BV Enel Green Power SpA	0,01% 42,83% 51,00%	64,92%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	El Dorado Hydro	100,00%	69,17%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Padoma Wind Power LLC	100,00%	69,17%
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Bypass Limited	100,00%	69,17%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	100,00%	78,32%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	69,17%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	69,17%
Sisconer - Exploraçao de Sistemas de Conversao de Energia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	55,00%	43,08%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	69,17%
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	69,17%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Nevkan Renewables LLC	100,00%	69,17%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Texkan Wind LLC	100,00%	69,17%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	33.969.032,25	BRL	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	69,17%
Société Armoricaine d'Energie Eolienne Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société d'Expl. du Parc Eolien de La Bouleste	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	37.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société du Parc Eolien de Family Sarl	Parigi	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société du Parc Eolien des Champs d'Eole Sarl	Lione	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Société du Parc Eolien du Chemin de La Ligue Snc	Meyzieu	Francia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000,00	EUR	Enel Green Power France Sas (già Enel Erelis Sas)	100,00%	69,17%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100,00	USD	Chi Universal Inc.	100,00%	69,17%
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
St-Félicien Cogeneration	Montreal (Quebec)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	CAD	Chi S F LP	96,00%	66,40%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	*Holding* di partecipazioni	8.200,00	USD	Enel North America Inc.	75,00%	51,88%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	250,00	USD	Chi Acquisitions II Inc.	100,00%	69,17%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	51,00%	35,28%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.948.000,00	GTQ	Enel Latin America BV	75,00%	51,88%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Texkan Inc.	100,00%	69,17%
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi West Inc.	100,00%	69,17%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	Porduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	GTQ	Enel Guatemala SA	98,00%	69,17%
						Generadora Montecristo SA	2,00%	
Triton Power Company	New York (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	69,17%
						Chi Highfalls Inc.	2,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	35,28%
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10,00	USD	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	69,17%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Unelco Cogeneraciones Sanitarias del Archipiélago SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.202.020,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	100,00%	78,32%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	5.000,00	BGN	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	69,17%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	300,00	USD	Enel North America Inc.	100,00%	69,17%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Acquisitions Inc.	100,00%	69,17%
Wind Park Kouloukonas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.700.018,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Park of West Ktenias SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	70.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.279.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	55,34%
Wind Parks of Thrace SA	Maroussi	Grecia	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti, *trading* di energia e servizi nel settore energetico	4.032.210,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Chi Minnesota Wind LLC	49,00%	33,89%

(1) In molti casi le partecipate sono costituite in forme societarie che non richiedono il versamento di un capitale sociale.
(2) Per le società le cui percentuali di possesso sono inferiori al 50%, Enel North America Inc. detiene azioni privilegiate che le consentono di determinare le politiche finanziarie e operative e pertanto di esercitare sulle stesse una influenza dominante.

Elenco delle imprese possedute da Endesa SA incluse nell'area di consolidamento con il metodo integrale al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Endesa SA	Madrid	Italia	*Holding* di partecipazioni	1.270.502.540,40	EUR	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Controllate								
Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda	Santiago	Cile	Investimenti finanziari	37.029.389.730,00	CLP	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Aguas Santiago Poniente SA	Santiago	Cile	Servizi idrici	6.601.120.747,00	CLP	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	25,82%	30,70%
						Agrícola e Inmobiliaria Pastos Verdes Ltda	53,06%	
Aioliki Martinou SA	Atene	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.950.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	69,17%
Ampla Energía e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	998.230.000,00	BRL	Enersis SA	13,68%	50,76%
						Chilectra Inversud SA	21,02%	
						Chilectra SA	10,34%	
						Endesa Brasil SA	46,89%	
Ampla Investimentos e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	120.000.000,00	BRL	Chilectra Inversud SA	21,02%	50,76%
						Chilectra SA	10,34%	
						Endesa Brasil SA	46,89%	
						Enersis SA	13,68%	
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	Sviluppo regionale	901.520,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	Servizi	3.000,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	Produzione di energia elettrica	60.100,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Asin Carbono Usa Inc.	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica	-	USD	Endesa Carbono Usa LLC	100,00%	75,95%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	3.008,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Carboex SA	Madrid	Spagna	Fornitura di combustibili	24.040.480,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Carbones de Berga SA	Barcellona	Spagna	Attività mineraria	649.080,00	EUR	Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	100,00%	92,06%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	Produzione e vendita di energia elettrica	289.060.000,00	BRL	Endesa Brasil SA	99,61%	54,79%
Central Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	355.950.000,00	ARS	Sociedad Inversora Dock Sud SA	69,99%	36,82%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.284.740.000,00	CLP	Endesa Eco SA	75,00%	25,10%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	Impianti di generazione termoelettrici	151.940.000,00	BRL	Endesa Brasil SA	100,00%	54,99%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	569.020.000,00	USD	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Chilectra SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	367.928.682.000,00	CLP	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	0,01%	55,30%
						Enersis SA	99,08%	
Chinango SAC	Lima	Perú	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	294.249.298,00	PEN	Edegel SA	80,00%	16,72%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Codensa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	13.209.330.000,00	COP	Endesa Latinoamerica SA	26,66%	36,67%
						Chilectra SA	9,35%	
						Enersis SA	12,47%	
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	442.950.000,00	BRL	Endesa Brasil SA	2,27%	31,50%
						Investluz SA	56,59%	
Compañía Americana de Multiservicios del Perú Ltda	Lima	Perú	Servizi	5.220.000,00	PEN	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	100,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios Ltda	Santiago	Cile	Servizi	2.572.038.000,00	CLP	Enersis SA	99,99%	55,81%
						Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	0,01%	
Compañía Americana de Multiservicios Ltda (Brasil)	Rio de Janeiro	Brasile	Acquisto e rivendita di prodotti elettrici	14.327.826,00	BRL	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	100,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios Ltda (Colombia)	Bogotá D.C.	Colombia	Servizi	1.615.500.000,00	COP	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	100,00%	55,81%
Compañía Americana de Multiservicios Srl (Argentina)	Capital Federal	Argentina	Servizi	18.000.000,00	ARS	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	5,00%	55,81%
						Compañía Americana de Multiservicios Ltda	95,00%	
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	285.050.000,00	BRL	Endesa Brasil SA	100,00%	54,99%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	14.175.999,00	ARS	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,99%
Compañía Eléctrica San Isidro SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	39.005.900.000,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	103.099.640.000,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,94%	33,47%
						Endesa Inversiones Generales SA	0,06%	
Compostilla Re SA	Lussemburgo	Lussemburgo	Riassicurazione	12.000.000,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Construcciones y Proyectos Los Maitenes SA	Santiago	Cile	Ingegneria e costruzioni	4.712.875.471,00	CLP	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	55,00%	30,69%
Desaladora de Carboneras UTE	Carboneras (Almeria)	Spagna	Costruzione e gestione di un impianto di desalinizzazione	6.010,00	EUR	Endesa Generación SA	75,00%	69,05%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	108.240,00	EUR	Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	92,06%
						Endesa Red SA	55,00%	
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	12.621.210,00	EUR	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Distribuidora Regional de Gas SA	Medina del Campo (Valladolid)	Spagna	Distribuzione e vendita di gas	3.606.070,00	EUR	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Distrilec Inversora SA	Capital Federal	Argentina	*Holding* di partecipazioni	497.610.000,00	ARS	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,89%	28,42%
						Enersis SA	27,19%	
						Chilectra SA	23,42%	
Edegel SA	Lima	Perú	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	2.064.301.735,00	PEN	Generandes Perú SA	54,20%	20,91%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	29,40%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Emgesa SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Produzione e vendita di energia elettrica	655.222.310.000,00	COP	Empresa Nacional de Electricidad SA	26,88%	28,88%
						Endesa Latinoamerica SA	21,60%	
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	Attività mineraria	18.030.000,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perú	Distribuzione e vendita di energia elettrica	638.560.000,00	PEN	Inversiones Distrilima SA	51,68%	48,68%
						Enersis SA	24,00%	
Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	2.600.176.000,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	98,75%	33,47%
						Endesa Inversiones Generales SA	1,25%	
Empresa Distribuidora Sur SA	Capital Federal	Argentina	Distribuzione e vendita di energia elettrica	898.590.000,00	ARS	Chilectra SA	20,85%	42,22%
						Endesa Latinoamerica SA	6,22%	
						Enersis SA	16,02%	
						Distrilec Inversora SA	56,36%	
Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perú	*Holding* di partecipazioni	46.508.170,00	PEN	Endesa Latinoamerica SA	80,00%	73,65%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	82.222.000,00	CLP	Chilectra SA	100,00%	55,30%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perú	Produzione di energia elettrica	73.982.594,00	PEN	Generalima SA	36,50%	77,79%
						Empresa Eléctrica Cabo Blanco SA	60,00%	
Empresa Eléctrica Pangue SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	91.041.497.037,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	94,98%	36,40%
						Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	
						Endesa Latinoamerica SA	5,01%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	200.319.020.730,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	31,01%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.331.714.090.000,00	CLP	Enersis SA	59,98%	33,47%
En-Brasil Comercio e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	Attività elettrica	10.000,00	BRL	Endesa Brasil SA	99,99%	54,98%
Endesa Argentina SA	Capital Federal	Argentina	*Holding* di partecipazioni	514.530.000,00	ARS	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	33,47%
						Endesa Inversiones Generales SA	0,34%	
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	*Holding* di partecipazioni	916.880.000,00	BRL	Endesa Latinoamerica SA	27,71%	54,99%
						Enersis SA	21,46%	
						Chilectra Inversud SA	4,23%	
						Chilectra SA	4,53%	
						Edegel SA	4,07%	
						Empresa Nacional de Electricidad SA	35,29%	
Endesa Capital Finance LLC	Wilmington (Delaware)	U.S.A.	Finanziaria	100,00	USD	International Endesa BV	100,00%	92,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	Finanziaria	60.200,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Carbono SL	Madrid	Spagna	Commercializzazione dei diritti di emissione	17.200,00	EUR	Endesa SA	82,50%	75,95%
Endesa Carbono Usa LLC	Virginia	U.S.A.	Commercio di energia elettrica	20.000,00	USD	Endesa Carbono SL	100,00%	75,95%
Endesa Cemsa SA	Capital Federal	Argentina	Commercializzazione di energia elettrica	14.010.014,00	ARS	Endesa Argentina SA	45,00%	65,69%
						Endesa Latinoamerica SA	55,00%	
Endesa Comercializaçao de Energia SA	Oporto	Portogallo	Produzione e vendita di energia elettrica	250.000,00	EUR	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Costanera SA	Capital Federal	Argentina	Produzione e vendita di energia elettrica	146.990.000,00	ARS	Empresa Nacional de Electricidad SA	12,33%	23,35%
						Southern Cone Power Argentina SA	5,50%	
						Endesa Argentina SA	51,93%	
Endesa Desarrollo SL	Madrid	Spagna	*Holding* di partecipazioni	3.010,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcellona	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	1.204.540.060,00	EUR	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Eco SA	Santiago	Cile	Studi e progetti nel campo delle fonti rinnovabili	681.850.000,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	33,47%
						Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	Marketing di prodotti energetici	12.981.860,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	2.000.000,00	EUR	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	Finanziaria	4.621.003.000,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	45.261.350,00	EUR	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	63.107,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos (Oieras)	Portogallo	Produzione di energia elettrica	50.000,00	EUR	Endesa Generación SA	99,20%	91,95%
						Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	0,20%	
						Energías de Aragón II SL	0,20%	
						Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	0,20%	
						Endesa Energía SA	0,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	1.945.329.830,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	Servizi di ingegneria e consulenza	1.000.000,00	EUR	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Endesa Inversiones Generales SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	3.055.837.927,00	CLP	Empresa Eléctrica Pehuenche SA	0,49%	33,46%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	99,51%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Ireland LTD	Dublino	Irlanda	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	439.733.778,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Endesa Latinoamerica SA	Madrid	Spagna	*Holding* di partecipazioni	1.500.000.000,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Network Factory SL	Barcellona	Spagna	Nuove tecnologie	23.149.170,00	EUR	Endesa Servicios SL	100,00%	92,06%
Endesa North America Inc.	New York (New York)	U.S.A.	Ufficio di rappresentanza	1,00	USD	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcellona	Spagna	Servizi	10.138.580,00	EUR	Endesa Energía SA	100,00%	92,06%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	Operazioni di *trading*	1.000,00	GBP	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Red SA	Barcellona	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	729.555.911,85	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	Servizi	89.999.790,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Endesa Trading SA	Madrid	Spagna	Operazioni di *trading*	800.000,00	EUR	Endesa Desarrollo SL	100,00%	92,06%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	3.200.000,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Enersis SA	Santiago	Cile	Produzione e distribuzione di energia elettrica	2.824.882.830.000,00	CLP	Endesa Latinoamerica SA	60,62%	55,81%
Eólica Fazenda Nova - Generaçao e Comercializaçao de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	Impianti Eolici	1.839.000,00	BRL	Endesa Brasil SA	99,95%	54,97%
Gas Aragón SA	Saragozza	Spagna	Distribuzione di gas	5.889.920,00	EUR	Endesa Gas SAU	60,67%	55,85%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	Produzione di energia elettrica	213.775.700,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Distribuzione di gas	238.320,00	EUR	Endesa Gas SAU	72,00%	66,28%
Generalima SA	Lima	Perú	*Holding* di partecipazioni	3.060.000,00	PEN	Endesa Latinoamerica SA	100,00%	92,06%
Generandes Perú SA	Lima	Perú	*Holding* di partecipazioni	853.429.020,00	PEN	Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	20,42%
Gesa Gas SAU	Palma de Mallorca	Spagna	Distribuzione di gas	17.128.500,00	EUR	Endesa Gas SAU	100,00%	92,06%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Endesa Generación II SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	126.210,00	EUR	Endesa Red SA	100,00%	92,06%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Capital Federal	Argentina	Produzione e vendita di energia elettrica	298.584.050,00	ARS	Empresa Nacional de Electricidad SA	2,48%	21,88%
						Hidroinvest SA	59,00%	
						Endesa Argentina SA	6,19%	
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	78.120,00	EUR	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	69,05%
Hidroinvest SA	Capital Federal	Argentina	*Holding* di partecipazioni	55.312.093,00	ARS	Endesa Argentina SA	54,16%	32,17%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	41,94%	
Ict Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	500.000.000,00	CLP	Enersis SA	99,00%	55,80%
						Chilectra SA	1,00%	
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	500.000,00	BRL	Empresa Nacional de Electricidad SA	1,00%	33,46%
						Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	99,00%	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	Ingegneria e costruzioni	25.916.800.510,00	CLP	Enersis SA	100,00%	55,81%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
International Endesa BV	N.A.	Olanda	*Holding* di partecipazioni	15.882.308,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perú	*Holding* di partecipazioni	287.837.245,00	PEN	Chilectra SA	30,15%	68,27%
						Enersis SA	35,02%	
						Endesa Latinoamerica SA	34,83%	
Inversiones Endesa Norte SA	Santiago	Cile	Investimenti in progetti energetici	92.571.641.874,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	100,00%	33,47%
Inversora Codensa Ltda U	Bogotá D.C.	Colombia	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	5.000.000,00	COP	Codensa SA ESP	100,00%	36,67%
Investluz SA	Fortaleza	Brasile	*Holding* di partecipazioni	954.620.000,00	BRL	Ampla Investimentos e Serviços SA	36,43%	53,46%
						Endesa Brasil SA	63,57%	
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	1.224.348,00	CLP	Chilectra SA	99,90%	55,31%
						Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	0,10%	
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	Depositi di minerali	93.160,00	EUR	Minas Gargallo SL	99,65%	91,66%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	Depositi di minerali	150.000,00	EUR	Endesa Generación SA	99,91%	91,98%
Minas y Ferrocarril de Utrillas SA	Barcellona	Spagna	Depositi di minerali	3.850.320,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.000,00	EUR	Endesa SA	100,00%	92,06%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	3.200,00	EUR	Endesa SA	60,00%	55,24%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	Sviluppo delle attività di generazione	5.000,00	EUR	Endesa Generación II SA	70,00%	64,44%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	Investimenti finanziari	5.738.046.495,00	CLP	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	32,09%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	Attività di ingegneria	46.709.640.176,00	CLP	Endesa Inversiones Generales SA	0,01%	33,47%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	
Sociedad Inversora Dock Sud SA	Capital Federal	Argentina	*Holding* di partecipazioni	241.490.000,00	ARS	Endesa Latinoamerica SA	57,14%	52,60%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá D.C.	Colombia	Costruzione e gestione di porti	5.800.000,00	COP	Inversora Codensa Ltda U	4,90%	29,21%
						Emgesa SA ESP	94,95%	
Southern Cone Power Argentina SA	Capital Federal	Argentina	*Holding* di partecipazioni	19.870.000,00	ARS	Endesa Inversiones Generales SA	1,97%	33,47%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	98,03%	
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	Distribuzione di energia elettrica	2.800.000,00	EUR	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	55,24%
Synapsis Argentina Ltda	Buenos Aires	Argentina	Servizi informatici	466.129,00	ARS	Enersis SA	5,00%	55,81%
						Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	95,00%	
Synapsis Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	Servizi informatici	4.241.890,00	BRL	Synapsis Argentina Ltda	99,95%	55,81%
						Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	0,05%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Synapsis Colombia Ltda	Bogotá D.C.	Colombia	Servizi informatici	238.450.000,00	COP	Synapsis Brasil Ltda	2,40%	55,82%
						Enersis SA	0,20%	
						Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	94,90%	
						Synapsis Argentina Ltda	2,50%	
Synapsis Perú Ltda	Lima	Perú	Servizi IT	609.200,00	PEN	Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	100,00%	55,81%
Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	Santiago	Cile	Servizi IT	3.943.579.923,00	CLP	Chilectra SA	0,01%	55,81%
						Enersis SA	99,99%	
Transportadora de Energía SA	Capital Federal	Argentina	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	55.512.000,00	ARS	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	54,99%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	Trasmissione di energia elettrica	72.120,00	EUR	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	67,51%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica	190.171.520,00	EUR	Endesa Generación SA	100,00%	92,06%

Elenco delle imprese possedute da Enel SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Enel SpA	Roma	Italia	*Holding* industriale	9.403.357.795,00	EUR			
Controllate								
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	325.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Artic Russia BV (già Eni Russia Bv)	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	100.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	40,00%	40,00%
Enel Stoccaggi Srl	Roma	Italia	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale	3.030.000,00	EUR	Enel Trade SpA	51,00%	51,00%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	200.000,00	EUR	Enel SpA	50,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Controllate								
LipetskEnergoSbyt LLC	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	7.500,00	RUB	Res Holdings BV	75,00%	37,13%
RusEnergoSbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	*Trading* di energia elettrica	2.760.000,00	RUB	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
RusEnergoSbyt S LLC	Khanty-Mansiyskiy	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	5.100,00	RUB	Res Holdings BV	51,00%	25,25%
RusEnergoSbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	Vendita di energia elettrica	4.600,00	RUB	Res Holdings BV	50,00%	24,75%

Elenco delle imprese possedute da Enel Green Power SpA incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Enel Green Power SPA	Roma	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.000.000.000,00	EUR	Enel SpA	69,17%	69,17%
Controllate								
3Sun Srl	Agrate Brianza (MB)	Italia	Sviluppo, progettazione, costruzione, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	180.030.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	33,33%	23,05%
Altomonte Fv Srl	Lamezia Terme	Italia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	10.000,00	EUR	Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	100,00%	34,59%
Andaluza de Energía Solar Cuarta SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	25,30%
Andaluza de Energía Solar Primera SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Energías Especiales de Andalucía SL	76,00%	25,30%
Andaluza de Energía Solar Quinta SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	24,97%
Andaluza de Energía Solar Tercera SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.006,00	EUR	Energías Especiales de Andalucía SL	75,00%	24,97%
Aprovechamientos Eléctricos SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	420.705,40	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Aridos Energías Especiales SL	Villalbilla	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	41,05%	16,08%
Atelgen - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	19,97%
Azucarera Energías SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	570.600,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	15,66%
Barbao SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	284.878,74	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.010,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	15,66%
Campos - Recursos Energéticos ACE	Barroselas	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	37,20%
Cogeneración del Noroeste SL	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	15,66%
Colina - Produção de Energia Eléctrica Lda	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.486,78	EUR	Parque Eólico do Moinho do Céu SA Pp - Co-Geração SA	90,00% 10,00%	39,17%
Companhia Térmica do Beato ACE	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	65,00%	25,46%
Companhia Térmica do Serrado ACE	Paços de Brandão	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	19,97%
Companhia Térmica Hectare ACE	Alcochete	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	60,00%	23,50%
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	37,20%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE	Riba de Ave	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	37,20%
Companhia Térmica Ponte Da Pedra ACE	Maia	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	37,20%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	S. Paio de Oleiros	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	Pp - Co-Geração SA	49,00%	39,16%
						TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	
Companhia Térmica Tagol Lda	Algés	Portogallo	Produzione di energia elettrica	5.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	37,20%
Concentrasolar SL	Siviglia	Spagna	Impianti fotovoltaici	10.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	600.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	15,66%
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	20,51%
Empreendimentos Eólicos Cerveirenses SA	Vila Nova de Cerveira	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	24,97%
Empreendimentos Eólicos Da Espiga SA	Caminha	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	100,00%	29,37%
Enel Green Power & Sharp Solar Energy Srl	Roma	Italia	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici	10.000,00	EUR	Enel Green Power SpA	50,00%	34,59%
Enel Unión Fenosa Renovables SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	32.505.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	27,42%
Energía Termosolar de Los Monegros SL	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	400.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	31,33%
Energías Ambientales de Somozas SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.250.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	19,40%	17,73%
						Energías Ambientales Easa SA	77,60%	
Energías Ambientales Easa SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.491.460,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,34%	13,06%
Energías Ambientales Novo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.480.000,00	EUR	Energías Ambientales Easa SA	99,99%	13,06%
Energías Ambientales de Vimianzo SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.240.000,00	EUR	Energías Ambientales Easa SA	99,99%	13,06%
Energías Especiales Alcoholeras SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	232.002,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,33%	32,24%
Energías Especiales de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	800.000,00	EUR	EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	85,00%	33,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	270.450,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	77,00%	30,16%
Energías Especiales de Extremadura SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	106.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	78,33%	30,67%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	963.300,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	80,00%	31,33%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.722.600,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.635.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	19,59%
Energías Especiales del Noroeste SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.812.040,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Especiales Montes Castellanos SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.241.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Especiales Valencianas SL	Valencia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Renovables Montes de San Sebastián SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.305.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	301.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Energías Especiales de Gata SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Especiales de Padul SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Especiales Montes de Andalucía SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Energías Especiales Santa Barbara SL	Badajoz	Spagna	Produzione di energia elettrica	3.100,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Enerlousado Lda	Porto	Portogallo	Impianti di produzione a ciclo combinato	5.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00%	58,75%
						TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	
Ercasa Cogeneración SA	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	601.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
EUFER - Caetano Energias Renovaveis Lda	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.010,00	EUR	EUFER - Energias Especiais de Portugal Unipessoal Lda	51,00%	19,97%
EUFER - Energias Especiais de Portugal Unipessoal Lda	Lapa (Lisbona)	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
EUFER Operación SL (già EUFER Comercializadora SL)	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
EUFER Renovables Ibéricas 2004 SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	15.653.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	Oviedo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	480.800,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	47,50%	37,20%
Eólica del Cordal de Montouto SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	160.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Eólica El Molar SL	Fuente Alamo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.235.300,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Eólica Galaociasturiana SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	64.999,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	480.930,00	ARS	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	210.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Fábrica do Arco - Recursos Energéticos SA	Santo Tirso	Portogallo	Produzione di energia elettrica	500.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00%	39,16%
Gallega de Cogeneración SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.803.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	15,66%
Hidroribeira - Emp Hidricos e Eólicos Lda	Paço de Arcos	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	7.481,96	EUR	Parque Eólico do Moinho do Céu SA	100,00%	39,16%
Hídricas de Viseu SA	Viseu	Portogallo	Impianti idroelettrici	986.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	67,00%	52,09%
						Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	
Infraestructuras de Aldehuelas SA	Soria	Spagna	Costruzione, sfruttamento e manutenzione delle stazioni elettriche	425.000,00	EUR	Explotaciones Eólicas de Aldehuelas SL	60,82%	22,63%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	120.400,00	EUR	Barbao SA	50,16%	19,65%
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.857.586,40	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	58,75%
						Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	
Parque Eólico Cabo Villano SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.625.792,44	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Parque Eólico Corullón SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.606.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	11,60%	54,23%
						Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	63,43%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico de Malpica SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	950.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	35,42%	13,87%
Parque Eólico de Padul SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	240.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	552.920,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	82,00%	32,12%
Parque Eólico do Moinho do Céu SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	39,16%
Parque Eólico Espina SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.200,00	EUR	Parque Eólico de Padul SA	100,00%	39,16%
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	Costruzione e gestione di impianti eolici	6.540.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	51,30%
						Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	55,50%	
Parque Eólico Serra Da Capucha SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	58,75%
						Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	50,00%	
Parque Eólico Sierra del Merengue SL	Cáceres	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	30.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	19,59%
Pp - Co-Geração SA	S. Paio de Oleiros	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	50.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	39,16%
Prius Enerólica SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.600,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	12.020,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	50,00%	19,59%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	180.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	33,33%	13,06%
Punta de Las Olas Eólica Marina SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.200,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Punta de Lens Eòlica Marina SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	6.200,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	100,00%	39,16%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	Impianti idroelettrici	461.410,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Sistemas Energéticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.007.750,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	96,00%	37,60%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.643.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Sociedad Eólica L'Enderrocada SA	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	920.219,00	EUR	Energías Ambientales Easa SA	80,00%	10,44%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.202.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Soternix - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	0,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	19,97%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	Impianti fotovoltaici	26.890,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	26,10%
TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	3.750.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Ufefys SL	Aranjuez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.373.950,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	40,00%	15,66%
Ute Biogas Garraf	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica con biogas	3.010,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Ventominho Energias Renovaveis SA	Esposende	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	50.000,00	EUR	Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	84,99%	24,97%
Vientos del Noroeste SA (già Martinez y Lanza SA)	Bajo León	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	60.101,21	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	99,70%	39,05%

Elenco delle imprese possedute da Endesa SA incluse nell'area di consolidamento con il metodo proporzionale al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante								
Endesa SA	Madrid	Italia	*Holding* di partecipazioni	1.270.502.540,40	EUR	Enel Energy Europe SL	92,06%	92,06%
Controllate								
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	19.232.400,00	EUR	Endesa Generación SA	85,41%	78,63%
Atacama Finance Co	N.A.	Isole Cayman	*Holding* di partecipazioni	6.300.000,00	USD	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	99,90%	16,74%
						Gas Atacama SA	0,10%	
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	Produzione e vendita di energia elettrica	22.368.000,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	17,07%
						Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	Attività elettrica	4.900.100,00	CLP	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	17,07%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	
Carbopego - Abastecimientos E Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	Fornitura di combustibili	50.000,00	EUR	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	46,03%
						Endesa Generación SA	49,99%	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	Progettazione	72.916.665.182,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	17,07%
Consorcio Ara-Ingendesa Ltda	Santiago	Cile	Progettazione e servizi di consulenza	1.000.000,00	CLP	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Consorcio Ingendesa-Minmetal Ltda	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	2.000.000,00	CLP	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura Dicogexsa SA	Badajoz	Spagna	Distribuzione di gas	21.632.400,00	EUR	Endesa Gas SAU	47,00%	43,27%
Distribuidora Eléctrica de Cundimarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	1.000.000,00	COP	Codensa SA ESP	49,00%	17,97%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	50.000,00	EUR	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	45,99%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	6.611.110,00	EUR	Endesa Distribución Eléctrica SL	50,00%	46,03%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	1.081.820,00	EUR	Endesa Red SA	50,00%	46,03%
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá D.C.	Colombia	Distribuzione e vendita di energia elettrica	39.699.630.000,00	COP	Distribuidora Eléctrica de Cundimarca SA ESP	82,34%	14,80%
Energex Co	Isole Cayman	Isole Cayman	*Holding* di partecipazioni	10.000,00	USD	Gas Atacama Chile SA	100,00%	16,74%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	Impianti di produzione a ciclo combinato	750.400.000,00	MAD	Endesa Desarrollo SL	32,00%	29,46%
Epresa Energía SA	Cadice	Spagna	Produzione e distribuzione di energia elettrica	1.600.000,00	EUR	Electricidad de Puerto Real SA	100,00%	46,03%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	Produzione di energia elettrica	185.025.186,00	USD	Inversiones Endesa Norte SA	0,05%	16,74%
						Gas Atacama SA	99,90%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	291.484.088,00	USD	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	100,00%	16,74%
Gas Extremadura Transportista SL	Badajoz	Spagna	Trasporto e stoccaggio di gas	5.000.000,00	EUR	Endesa Gas SAU	40,00%	36,82%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	208.173.124,00	USD	Energex Co	42,71%	16,74%
						Inversiones Endesa Norte SA	0,03%	
						Gas Atacama SA	57,23%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	Trasporto di gas naturale	-	ARS	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	16,74%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	17.141.400.000,00	CLP	Gasoducto Atacama Argentina SA	0,12%	16,74%
						Gas Atacama Chile SA	99,88%	
Hospital Juan Ramón Jiménez UTE	Madrid	Spagna	Produzione di energia solare	6.000,00	EUR	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Iniciativas de Gas SL	Madrid	Spagna	Gas naturale e servizi a esso connessi	1.300.010,00	EUR	Endesa Generación SA	40,00%	36,82%
Instalaciones Inabensa SA - Endesa Ingeniería SLU UTE	Siviglia	Spagna	Servizi energia elettrica	-	EUR	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Santiago	Cile	Trasporto di gas naturale	333.520.000,00	USD	Inversiones Endesa Norte SA	50,00%	16,74%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	Studi ambientali	60.100,00	EUR	Nuclenor SA	50,00%	23,02%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	Impianto nucleare	102.000.000,00	EUR	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Aricoute I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008,00	EUR	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico El Guanche I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008,00	EUR	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008,00	EUR	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Llano Delgado VII SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008,00	EUR	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Parque Fotovoltaico Tablero I SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Impianti fotovoltaici	3.008,00	EUR	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	46,03%
Pegop - Energía Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	Produzione di energia elettrica	50.000,00	EUR	Endesa Generación SA	50,00%	46,03%
Planta de Regasificación de Sagunto SA	Madrid	Spagna	Attività di commercializzazione di gas e combustibili	1.500.000,00	EUR	Iniciativas de Gas SL	50,00%	18,41%
Progas SA	Santiago	Cile	Distribuzione di gas	1.404.000,00	CLP	Gas Atacama Chile SA	99,90%	16,74%
						Gas Atacama SA	0,10%	
Sacme SA	Capital Federal	Argentina	Monitoraggio del sistema elettrico	12.000,00	ARS	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,10%
Sociedad Consorcio Ingendesa-Ara Limitada	Santiago	Cile	Servizi di ingegneria	1.000.000,00	CLP	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	50,00%	16,74%
Spark Ibérica SA - Endesa Energía SAU UTE	Barcellona	Spagna	Impianti elettrici di costruzione	4.000,00	EUR	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Tejo Energia Produçao e Distribuçao de Energia Electrica SA	Paço de Arcos	Portogallo	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	5.025.000,00	EUR	Endesa Generación SA	38,89%	35,80%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	2.202.223,00	CLP	Compañía Eléctrica San Isidro SA	50,00%	16,74%

Elenco delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
P.N. Enel SpA								
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	450.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	Ricerche, servizi di prova e collaudo	8.550.000,00	EUR	Enel SpA	25,92%	25,92%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	Ingegneria e costruzioni	16.598,00	EUR	Slovenské Elektrárne AS	35,00%	23,10%
Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	Costruzione di infrastrutture portuali	20.516.000,00	EUR	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Enel Rete Gas SpA	Milano	Italia	Distribuzione di gas	54.139.160,00	EUR	Enel Distribuzione SpA	19,88%	19,88%
Idrosicilia SpA	Milano	Italia	Attività nel settore idrico	22.520.000,00	EUR	Enel SpA	1,00%	1,00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	Ricerca in materia di energia nucleare	66.389,00	EUR	Slovenské Elektrárne AS	49,00%	32,34%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	697.820,00	EUR	Enel.Newhydro Srl	41,55%	41,55%
U'stav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	Ricerca e sviluppo energia nucleare	524.139.000,00	CZK	Slovenské Elektrárne AS	27,77%	18,33%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
P.N. Enel Green Power SpA								
Aes Distribuidores Salvadoreños Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000,00	SVC	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,83%
Aes Distribuidores Salvadoreños y Compañía S En C de Cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000,00	SVC	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,83%
Aplicaçoes Hidroelectricas Da Beira Alta Ltda	Lisbona	Portogallo	Impianti idroelettrici	399.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,71%	27,97%
Calizas Elycar SL	Huesca	Spagna	Impianti di produzione a ciclo combinato	1.803.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Central Hidroeléctrica Casillas SA	Siviglia	Spagna	Gestione di impianti idroelettrici	301.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	49,00%	38,38%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	Gestione di impianti idroelettrici	364.210,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,30%	26,08%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	36.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,66%
Cogeneración Hostalrich AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	781.300,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	25,85%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	720.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	20,00%	15,66%
Companhia Térmica Mundo Têxtil ACE	Caldas de Vizela	Portogallo	Produzione di energia elettrica	1.003.476,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	10,00%	3,92%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	Impianti eolici	13.222.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,63%	27,91%
Confirel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	30.050,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	Impianti eolici	200.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	50,00%	39,16%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.524.200,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
EEVM - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000,00	EUR	Eol Verde Energia Eólica SA	50,00%	29,37%
Empreendimentos Eólicos de Alvadia Lda	Porto	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.150.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	48,00%	37,60%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Lisbona	Portogallo	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	5.000.000,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98%	14,92%
						Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	17,98%	
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	3.606.060,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Energías de Villarrubia SL	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.010,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	20,00%	7,83%
Energía de La Loma SA	Jean	Spagna	Biomasse	4.450.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Enerlasa SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.021.700,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	45,00%	17,63%
Ercetesa SA	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	294.490,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	35,00%	27,42%
Erecosalz SL	Saragozza	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	18.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,00%	25,85%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	90.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura - Las Palmas	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Produzione e distribuzione di energia elettrica	1.758.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Erfei AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	720.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	42,00%	32,90%
Eurohueco Cogeneración AIE	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	2.606.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Feneralt - Produção de Energia ACE	Barcelos	Portogallo	Produzione di energia elettrica	-	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	25,00%	9,79%
Garofeica SA	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	721.200,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	EGP Geronimo Holding Company Inc.	25,00%	17,29%
Green Fuel Corporación SA	Santander	Spagna	Sviluppo, costruzione e operazioni di biodiesel	121.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA) Endesa Generación SA	16,51% 8,83%	21,06%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.608.200,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Hidroeléctrica del Piedra SL	Saragozza	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	160.470,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	San Salvador	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000,00	SVC	Grupo Egi SA de Cv	20,00%	13,83%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	233.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	148.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	174.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	153.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	165.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	174.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	152.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	148.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	148.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	159.000,00	EUR	Enel Green Power International BV	30,00%	20,75%
LaGeo SA de Cv	Ahuachapan	El Salvador	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	2.562.826.700,00	SVC	Enel Green Power SpA	36,20%	25,04%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.820.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	36,50%	28,59%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	6.010,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	33,33%	26,10%
Papeleira Portuguesa SA	Sao Paio de Oleiros	Portogallo	Fabbricazione di carta	916.229,00	EUR	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	13,16%	5,15%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.313.100,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Parc Eolic La Tossa - La Mola d'en Pascual SL	Barcellona	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.183.100,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Powercer - Sociedade de Cogeraçao de Vialonga SA	Loures	Portogallo	Cogenerazione di energia elettrica e termica	50.000,00	EUR	Finerge - Gestao de Projectos Energéticos SA	30,00%	23,50%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	Impianti idroelettrici	30.050,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Puignerel AIE	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	11.299.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	25,00%	19,59%
Rofeica d'Energía SA	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.983.300,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Santo Rostro Cogeneración SA	Siviglia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	207.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%
Sati Cogeneración AIE	Barcellona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	66.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,50%	21,54%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.125,00	EUR	Eólicos Touriñán SA	49,04%	38,41%
Sistemas Energéticos La Muela SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	3.065.100,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	30,00%	23,50%
Sistemas Energéticos Más Garullo SA	Saragozza	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	1.503.410,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	Produzione di energia elettrica	4.507.580,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	46,67%	36,56%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	601.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,00%	7,05%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Star Lake Hydro Partnership	St. John (Newfoundland)	Canada	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	CAD	Chi Hydroelectric Company Inc.	49,00%	33,89%
Termotec Energía AIE	Valencia	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	481.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	45,00%	35,25%
Thracian Eolian 1 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 2 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 3 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 4 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 5 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 6 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 7 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 8 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Thracian Eolian 9 SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	124.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Tirmadrid SA	Valdemingómez	Spagna	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	16.828.000,00	EUR	Enel Unión Fenosa Renovables SA	18,64%	7,30%
Tirme SA	Palma de Mallorca	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	7.662.750,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%
Trade Wind Energy LLC	Topeka (Kansas)	U.S.A.	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	-	USD	Enel Kansas LLC	45,00%	31,13%
Urgell Energía SA	Lleida	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	601.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	27,00%	21,15%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	225.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	171.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	176.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	329.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	144.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	134.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	171.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	175.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Grammatikaki SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	165.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	171.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	296.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	252.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Korfovouni SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	201.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Makriakkoma SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	254.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Megavouni SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	208.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	399.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	95.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	255.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Organi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	287.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Paliopirgos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	200.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	193.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	175.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	179.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Politis SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	136.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	271.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	152.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	291.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Stroboulas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	176.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	152.500,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	20,23%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	161.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	174.000,00	EUR	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,75%
Yedesa-Cogeneración SA	Almería	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	234.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	40,00%	31,33%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
P.N. Endesa SA								
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	Gestione di impianti termici	595.000,00	EUR	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	Gestione di impianti nucleari	-	EUR	Endesa Generación SA	23,57%	22,02%
						Nuclenor SA	0,69%	
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	Produzione e vendita di energia elettrica	600.000,00	EUR	Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	100,00%	30,84%
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Trasporto di gas naturale	1.907.000,00	EUR	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,18%	43,43%
Consorcio Ara-Ingendesa Sener Ltda	Santiago	Cile	Progettazione e servizi di consulenza	1.000.000,00	CLP	Empresa de Ingeniería Ingendesa SA	33,33%	11,16%
Detelca UTE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	Ingegneria e costruzioni	6.000,00	EUR	Endesa SA	24,90%	22,92%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	Produzione di energia elettrica	38.162.420,00	EUR	Enel SpA	4,31%	41,93%
						Endesa Generación SA	40,87%	
Electrogas SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	21.266.155,00	USD	Inversiones Electrogas SA	99,95%	14,23%
						Empresa Nacional de Electricidad SA	0,02%	
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	Distribuzione e vendita di energia elettrica	165.880,00	EUR	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	43,69%
Endesa Gas Distribución SAU	Madrid	Spagna	Distribuzione di gas	14.610.970,00	EUR	Nubia 2000 SL	100,00%	18,41%
Endesa Gas Transportista SLU	Saragozza	Spagna	Rigassificazione e stoccaggio del gas	5.445.000,00	EUR	Nubia 2000 SL	100,00%	18,41%
Energía Solar Onda UTE	Castellón	Spagna	Impianti fotovoltaici	1.000,00	EUR	Endesa Energía SA	25,00%	23,02%
Ensafeca Holding Empresarial SL	Barcellona	Spagna	Servizi IT	7.721.330.000,00	EUR	Endesa SA	32,43%	29,86%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	Progettazione e fornitura di GNL	3.026.160,00	USD	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	11,16%
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	Progettazione e fornitura di GNL	195.882.353,00	USD	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	6,69%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	Sviluppo e manutenzione dell'impianto di produzione El Hierro	23.937.000,00	EUR	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	27,62%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	Spagna	*Infrastructure information*	84.140,00	EUR	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,29%	13,16%
Inversiones Electrogas SA	Santiago	Cile	*Holding* di partecipazioni	12.892.910,00	CLP	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	14,23%
Konecta Chile SA	Santiago	Cile	Servizi informatici	1.000.000,00	CLP	Synapsis Soluciones y Servicios It Ltda	26,20%	14,62%
Kromschroeder SA	L`Hospitalet de Llobregat (Barcellona)	Spagna	Servizi	657.000,00	EUR	Endesa Gas SAU	27,93%	25,71%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	Servizi	224.286,00	EUR	Endesa Generación SA	33,33%	30,68%
Nubia 2000 SL	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica	100.000.000,00	EUR	Endesa Gas SAU	20,00%	18,41%
Promociones y Desarollos Sector Levante SL	Madrid	Spagna	Attività immobiliare	6.000,00	EUR	Bolonia Real Estate SL	45,00%	41,43%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	Desalinizzazione e fornitura di acqua	601.000,00	EUR	Endesa SA	45,00%	41,43%
Sadiel Tecnologías de La Información SA	Siviglia	Spagna	Servizi informatici	663.520,00	EUR	Endesa Servicios SL	37,50%	34,52%
Sistemas Sec SA	Santiago	Cile	Sistemi di comunicazione e segnalazione	2.037.480.000,00	CLP	Compañía Americana de Multiservicios Ltda	49,00%	27,34%
Sodesa - Comercializaçao de Energia Electrica SA	Porto	Portogallo	Distribuzione di energia elettrica e servizi	750.000,00	EUR	Endesa Energía SA	50,00%	46,03%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	12.020.000,00	EUR	Endesa Distribución Eléctrica SL	33,50%	30,84%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	Produzione di energia elettrica e servizi	4.025.700,00	EUR	Endesa Generación SA	45,00%	41,43%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	500.000,00	ARS	Central Dock Sud SA	5,32%	6,61%
						Hidroeléctrica El Chocón SA	15,35%	
						Endesa Costanera SA	5,51%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	500.000,00	ARS	Endesa Costanera SA	5,51%	6,61%
						Central Dock Sud SA	5,32%	
						Hidroeléctrica El Chocón SA	15,35%	
Transportista Regional de Gas SA	Medina del Campo (Valladolid)	Spagna	Trasporto di gas naturale	5.748.260,00	EUR	Nubia 2000 SL	50,00%	18,42%
						Endesa Gas Transportista SLU	50,00%	
Yacylec SA	Capital Federal	Argentina	Trasmissione di energia elettrica	20.000.000,00	ARS	Endesa Latinoamerica SA	22,22%	20,46%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
P.N. Artic Russia								
SeverEnergia (già Enineftegaz)	Mosca	Federazione Russa	Lavorazione e trasporto di gas e petrolio	55.114.150.000,00	RUB	Artic Russia BV (già Eni Russia Bv)	49,00%	19,60%

Elenco delle altre partecipazioni rilevanti al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	Progettazione e servizi	793.340,00	EUR	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	15,35%
Diseño de Sistemas en silicio SA	Valencia	Spagna	Sistemi fotovoltaici	578.000,00	EUR	Endesa Servicios SL	14,39%	13,25%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	58.500.000,00	USD	Endesa Latinoamerica SA	11,11%	10,23%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	Gestione della rete in fibra ottica	2.191.200,00	EUR	Slovenské Elektrárne AS	16,67%	11,00%
Euskaltel SA	Derio (Vizcaya)	Spagna	Servizi informatici	325.200.000,00	EUR	Endesa SA	10,26%	9,45%
Fibrel AIE	Girona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	550.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	7,83%
Galsi SpA	Milano	Italia	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	37.242.300,00	EUR	Enel Produzione SpA	15,61%	15,61%
Groberel AIE	Girona	Spagna	Impianti idroelettrici	-	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	12,00%	9,40%
Hisane AIE	Tarragona	Spagna	Cogenerazione di energia elettrica e termica	1.200,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	7,83%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	Formazione a distanza	24.000,00	EUR	Enel Servizi Srl	13,04%	13,04%
Inversiones Eólicas La Esperanza SA	San José	Costa Rica	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	100.000,00	CRC	Enel de Costa Rica SA	51,00%	35,28%
Medgaz SA	Madrid	Spagna	Sviluppo e progettazione	28.500.000,00	EUR	Endesa Generación SA	12,00%	11,05%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	Impianti idroelettrici	1.202.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	15,00%	11,75%
Miranda Plataforma Logística SA	Miranda de Ebro (Burgos)	Spagna	Sviluppo regionale	1.200.000,00	EUR	Nuclenor SA	33,00%	15,19%
Silicio Energía SA	Campanillas (Málaga)	Spagna	Impianti estrattivi di silicio	69.000.000,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	17,00%	13,32%
Smart P@Per SPA	Potenza	Italia	Servizi	2.184.000,00	EUR	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
Sociedad de Fomento Industrial de Extremadura S A	Badajoz	Spagna	Sviluppo regionale	155.453.460,00	EUR	Endesa SA	0,42%	0,39%
Tractament I Revalorització de Residus del Maresme SA	Barcellona	Spagna	Trattamento e smaltimento dei rifiuti	60.600,00	EUR	Enel Green Power España SL (già Endesa Cogeneración y Renovables SA)	10,00%	7,83%

Elenco delle partecipazioni in imprese in liquidazione o destinate alla vendita al 31.12.2010

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Attività	Capitale sociale	Valuta	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Marketplace SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	Servizi	6.743.800,00	EUR	Endesa Servicios SL	63,00%	66,37%
						Enersis SA	15,00%	
Enel Ireland Finance Ltd (in liquidazione)	Dublino	Irlanda	Finanziaria	1.000.000,00	EUR	Enel Finance International NV	100,00%	100,00%
Energosluzby AS (in liquidazione)	Trnava	Slovacchia	Prestazione di servizi alle imprese	33.194,00	EUR	Slovenské Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Latin America Energy Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam	Olanda	*Holding* di partecipazioni	18.000,00	EUR	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Q-Channel SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	-	1.607.141,00	EUR	Enel Servizi Srl	24,00%	24,00%

ende

Relazioni

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2010

KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Ettore Petrolini, 2
00197 ROMA RM

Telefono +39 06 809611
Telefax +39 06 80774475
e-mail it-fmauditaly@kpmg.it

Relazione della società di revisione ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, del Gruppo Enel chiuso al 31 dicembre 2010. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e lo stato patrimoniale all'1 gennaio 2009. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale all'1 gennaio 2009, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2008, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 9 aprile 2010 e in data 10 aprile 2009. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2010.

KPMG S.p.A. è una società per azioni di diritto italiano e fa parte del network KPMG di entità indipendenti affiliate a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), entità di diritto svizzero.

Ancona Aosta Bari Bergamo Bologna Bolzano Brescia Cagliari Catania Como Firenze Genova Lecce Milano Napoli Novara Padova Palermo Parma Perugia Pescara Roma Torino Treviso Trieste Udine Varese Verona

Società per azioni
Capitale sociale
Euro 2625.700,00 i.v.
Registro Imprese Milano e Codice Fiscale N. 00709600159
R.E.A. Milano N. 512867
Partita IVA 00709600159
VAT number IT00709600159
Sede legale: Via Vittor Pisani, 25
20124 Milano MI ITALIA

3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/05; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.

4 La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione n. 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b), dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2010.

Roma, 6 aprile 2011

KPMG S.p.A.

Stefano Bandini
Socio

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Online Group - Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Stampa
Varigrafica Alto Lazio - Nepi (Viterbo)

Tiratura: 300 copie

Finito di stampare nel mese di maggio 2011

PAGINE INTERNE

Carta
Revive 100 White Uncoated

Grammatura
120 g/m²

Numero di pagine
348

COPERTINA

Carta
Revive 100 White Silk

Grammatura
300 g/m²

Numero di pagine
4

Questa pubblicazione è stampata su carta 100% riciclata certificata FSC

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Direzione Relazioni Esterne

Il presente fascicolo forma parte integrante della Relazione Finanziaria Annuale di cui all'art. 154 *ter*, comma 1, T.U. della Finanza (D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58)

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 9.403.357.795
(al 31 dicembre 2010) i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003

Usando Revive 100 White Uncoated e Revive 100 White Silk invece di una carta non riciclata, l'impatto ambientale è stato così ridotto*:

12.379,1	kg di rifiuti
2.396	kg di CO_2
17.114	km di viaggi su strada
227.931	litri d'acqua
25.672	kWh di energia
20.128	kg di legno

Fonte:
European BREF (data on virgin fibre paper).
Carbon footprint data audited by the Carbon Neutral Company.

(*) I dati riportati si riferiscono a tutte le pubblicazioni finanziarie di Enel SpA 2010-2011 nelle versioni pre- e post-Assemblea, Rapporto ambientale e Bilancio di sostenibilità.