All. N a rec. 24956

Relazione finanziaria annuale 2014

Indice

Relazione sulla gestione

Modello organizzativo di Enel | 6

Organi sociali | 9

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder | 11

Sintesi dei risultati | 14

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | 23

Risultati economici per area di attività | 35

Andamento economico-finanziario di Enel SpA | 59

Fatti di rilievo del 2014 | 64

Scenario di riferimento | 75

Principali rischi e incertezze | 104

Prevedibile evoluzione della gestione | 110

Altre informazioni | 111

Sostenibilità | 115

Informativa sulle parti correlate | 136

Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati | 137

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati | 140

Note di commento | 147

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 294

Bilancio di esercizio

Prospetti contabili | 298

Note di commento | 305

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 364

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA | 368

Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2014 di Enel SpA | 376

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2014 del Gruppo Enel | 380

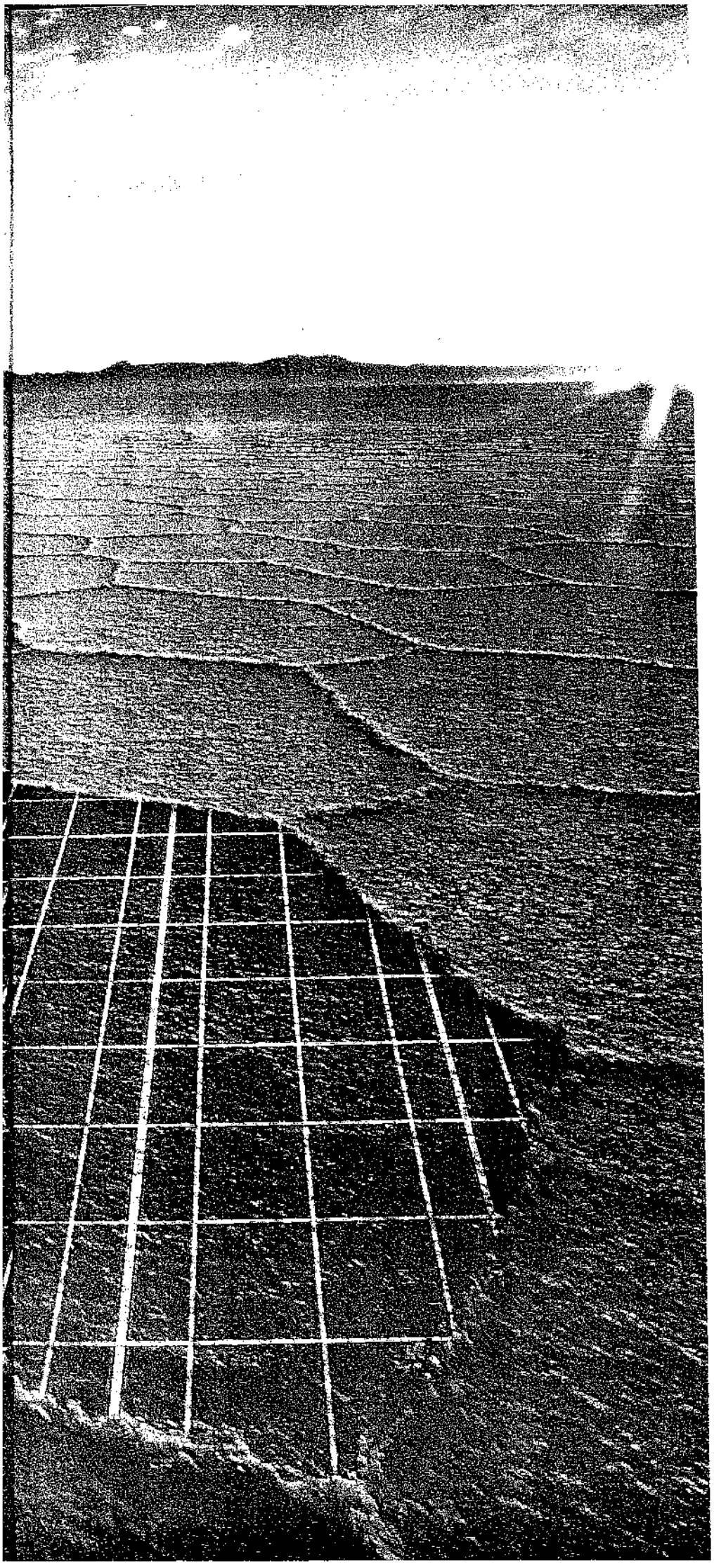
Convocazione dell'Assemblea ordinaria e straordinaria | 384

Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio e distribuzione di riserve disponibili | 385

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014 | 388

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari | 426



Relazione sulla gestione

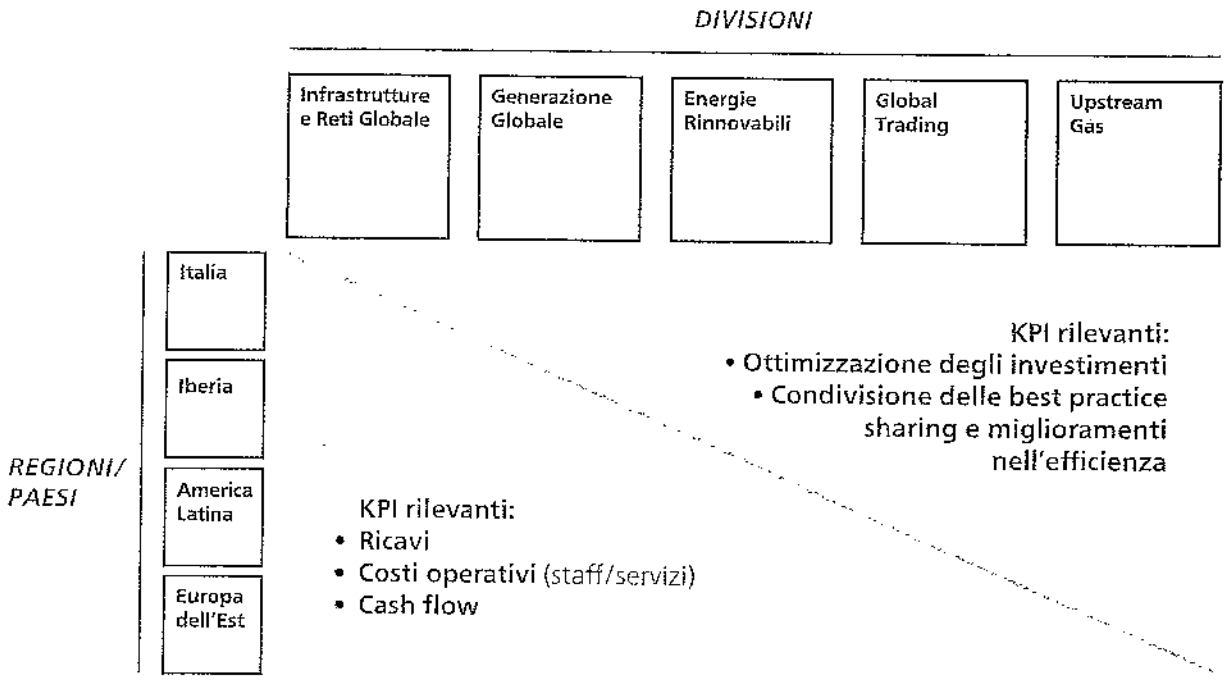
Modello organizzativo di Enel

In data 31 luglio 2014, il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, basata su una matrice Divisioni/Geografie e focalizzata sugli obiettivi industriali del Gruppo, con una chiara individuazione di ruoli e responsabilità al fine di:

> perseguire e mantenere la leadership tecnologica nei settori in cui il Gruppo opera, assicurandone l'eccellenza operativa;

> massimizzare il livello di servizio verso i clienti nei mercati locali.

Grazie a questa nuova struttura, il Gruppo potrà beneficiare di una minore complessità nell'esecuzione delle azioni manageriali intraprese e nell'analisi dei fattori chiave di generazione del valore.



In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola in:

> *Divisioni* (Infrastrutture e Reti Globale, Generazione Globale, Global Trading, Energie Rinnovabili, Upstream Gas), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;

> *Regioni e Paesi* (Italia, Iberia, America Latina, Europa dell'Est), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni;

> *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;

> *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.

La nuova struttura organizzativa modificherà la struttura del reporting, l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo e, coerentemente, **la rappresentazione dei risultati consolidati solo a partire dall'inizio del 2015**. Conseguentemente, nella presente Relazione finanziaria annuale, in linea con quanto effettuato nei periodi precedenti, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo il precedente assetto organizzativo tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach".

In particolare, **il precedente modello operativo**, adottato agli inizi del 2012, prevedeva un'organizzazione del Gruppo basata su:

> *Funzioni di Holding*, responsabili di guidare e controllare le attività strategiche per l'intero Gruppo;
> *Funzioni Globali di Servizio*, con la responsabilità di fornire servizi per il Gruppo massimizzando le sinergie e le economie di scala;
> *Linee di Business*, rappresentate da sei Divisioni, a cui si affiancavano le Funzioni **Upstream Gas** (che perseguiva un'integrazione verticale selettiva che aumentasse la competitività, la sicurezza e la flessibilità degli approvvigionamenti strategici a copertura del fabbisogno di gas di Enel) e **Carbon Strategy** (operativa nei mercati mondiali dei titoli di CO_2).

Con riguardo alle Divisioni, sono di seguito evidenziate le attività svolte da ciascuna di esse.

La **Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia** opera attraverso:

> la produzione e vendita di energia elettrica:
  - da generazione di impianti termoelettrici e idroelettrici programmabili sul territorio italiano (tramite Enel Produzione e altre società minori);
  - da trading sui mercati internazionali e in Italia, principalmente tramite Enel Trade;
> l'approvvigionamento per tutte le esigenze del Gruppo e la vendita di prodotti energetici, tra cui il gas naturale a clienti "distributori", tramite Enel Trade;
> lo sviluppo di impianti di rigassificazione di gas naturale (Nuove Energie);
> le attività commerciali in Italia con l'obiettivo di sviluppare un'offerta integrata di prodotti e di servizi per il mercato finale dell'energia elettrica e del gas. In particolare, si occupa della vendita di energia elettrica sul mercato regolato (Enel Servizio Elettrico) e della vendita di energia elettrica sul mercato libero e della vendita di gas naturale alla clientela finale (Enel Energia). A tali attività si è aggiunta, a partire dal 1° luglio 2013 e a seguito dell'acquisizione dalla Divisione Energie Rinnovabili di Enel.si, l'attività di impiantistica e franchising in Italia.

Alla **Divisione Infrastrutture e Reti** è prevalentemente demandata la gestione della distribuzione di energia elettrica (Enel Distribuzione) e dell'illuminazione pubblica e artistica (Enel Sole), entrambe in Italia.

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. In particolare, le aree geografiche in cui la Divisione opera sono le seguenti.

> Europa, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica e di vendita di gas naturale in Spagna e Portogallo;
> America Latina, con attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica in Cile, Brasile, Perù, Argentina e Colombia.

La **Divisione Internazionale** supporta la strategia di crescita internazionale del Gruppo Enel, consolidando la gestione e integrazione delle attività estere non rientranti nei mercati iberico e latinoamericano, 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 generazione in Slovacchia e Belgio (Slovenské elektrárne e Marcinelle Energie) e attività di vendita di energia elettrica in Francia (Enel France);
- Europa sud-orientale, principalmente con attività di sviluppo di capacità di generazione (Enel Productie) e di distribuzione e vendita di energia elettrica in Romania (Enel Distributie Banat, Enel Distributie Dobrogea, Enel Energie, Enel Distributie Muntenia, Enel Energie Muntenia);
- Russia, con attività di generazione e vendita di energia elettrica (Enel Russia OJSC).

La **Divisione Energie Rinnovabili** ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili, garantendone l'integrazione in coerenza con le strategie del Gruppo Enel. Le aree geografiche, che nel corso del 2014 hanno subito una modifica relativamente alle attività nella Penisola iberica, nelle quali la Divisione svolge le sue attività sono:

- Europa, con attività di generazione da impianti idroelettrici non programmabili, da impianti geotermici, eolici e solari in Italia (Enel Green Power e altre società minori), Grecia (Enel Green Power Hellas), Francia (Enel Green Power France), Romania (Enel Green Power Romania), Bulgaria (Enel Green Power Bulgaria) e Spagna e Portogallo (Enel Green Power España);
- America Latina, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (attraverso varie società);
- Nord America, con attività di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili (Enel Green Power North America).

La **Divisione Ingegneria e Ricerca** (già 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 (convenzionale e nucleare) garantendo il conseguimento della qualità, nel rispetto dei tempi e degli obiettivi economici. Inoltre, ha il compito di fungere da punto di riferimento sulle tecnologie nucleari fornendo un monitoraggio indipendente delle attività nucleari del Gruppo sugli aspetti di sicurezza; infine, si occupa di gestire le attività di ricerca individuate nel processo di gestione dell'innovazione, con un focus sulla ricerca strategica e sullo scouting tecnologico.

Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, i risultati della Divisione Generazione, Energy Management e Mercato Italia sono rappresentati separatamente tra quanto attribuibile all'attività di generazione ed energy management rispetto a quanto attribuibile all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica nel mercato italiano, in linea con la modalità in cui sono articolati i report interni al top management. Inoltre, si è anche tenuto conto della possibilità di semplificazione espositiva derivante dai limiti di significatività stabiliti dal medesimo principio contabile internazionale e, pertanto, la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre a includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA, all'Area Servizi e Altre attività, alla Divisione Ingegneria e Ricerca, nonché alle attività della Funzione Upstream Gas.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente	Amministratore Delegato e Direttore Generale	Consiglieri	Segretario del Consiglio
Patrizia Grieco	Francesco Starace	Alessandro Banchi Alberto Bianchi Paola Girdinio Alberto Pera Anna Chiara Svelto Angelo Taraborrelli	Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente	Sindaci effettivi	Sindaci supplenti
Sergio Duca	Lidia D'Alessio Gennaro Mariconda	Giulia De Martino Pierpaolo Singer Franco Luciano Tutino

Società di revisione

Reconta
Ernst & Young 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.

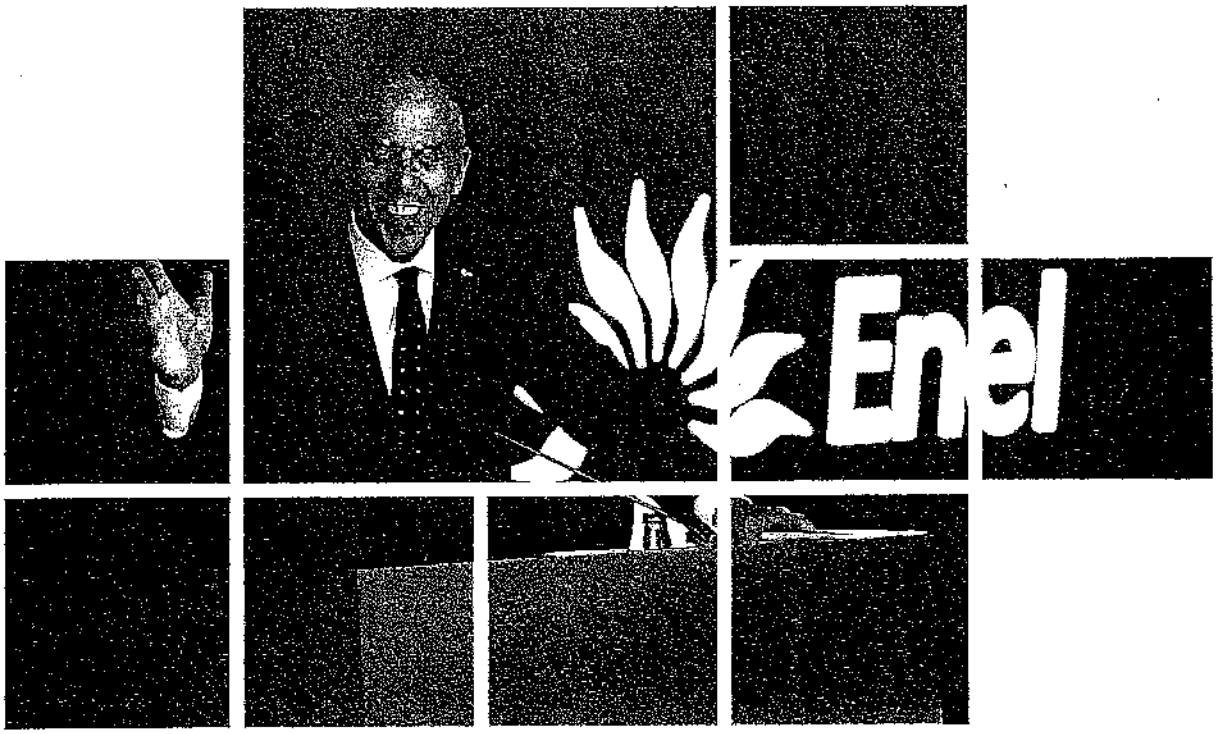
Presidente del Consiglio di Amministrazione

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 23 maggio 2014, 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 23 maggio 2014, 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, cari stakeholder,

il 2014 è stato un anno di grandi cambiamenti per il Gruppo Enel. Abbiamo avviato una serie di azioni manageriali e strategiche, per affrontare al meglio le sfide di un contesto sempre più dinamico e complesso. Nella prima parte dell'anno, ci siamo concentrati sul riacquisto di partecipazioni di minoranza in America Latina e sull'avviamento del piano di dismissioni di asset in Europa Orientale. Nella seconda parte dell'anno, dopo la nomina del nuovo Consiglio di Amministrazione e del nuovo Vertice, abbiamo invece varato la nuova struttura organizzativa: un passaggio fondamentale per migliorare la nostra efficienza e per accelerare il processo di rifocalizzazione. In linea con l'operazione di riorganizzazione, abbiamo effettuato una ristrutturazione societaria separando dalla controllata Endesa la società controllata Enersis, in capo alla quale si trovano le attività in cinque Paesi dell'America Latina. Infine abbiamo ceduto una quota di circa il 22% della controllata Endesa aumentando così la sua liquidità sul mercato.

Grazie a questi passi abbiamo riportato il debito ai livelli attesi, e ora possiamo affrontare le nuove sfide che i prossimi anni ci riservano.

Il contesto macroeconomico

Per quanto riguarda il contesto macroeconomico globale, quello appena trascorso è stato un anno caratterizzato da performance economiche disomogenee e frammentate. Tra i mercati maturi, gli Stati Uniti si sono affermati quali locomotiva di crescita globale e l'Europa ha ancora una volta manifestato difficoltà di agganciare una ripresa concreta e duratura. I mercati emergenti hanno rivelato i primi segnali di rallentamento, mantenendo comunque interessanti livelli di crescita. La caduta del prezzo del petrolio, il deprezzamento dell'euro quale effetto delle aspettative sia di rialzo dei tassi negli Stati Uniti sia di "quantitative easing" nell'Eurozona, la violenta crisi valutaria russa e le tensioni in Ucraina hanno rappresentato fenomeni di forte rilevanza nell'anno appena concluso. Alcuni di questi fattori favoriranno, nel prossimo futuro, il riavvio di un percorso di crescita delle economie europee, come per esempio di quelle di Italia e Spagna dove il Gruppo Enel è presente, sti-

521

molando i consumi delle famiglie attraverso l'aumentata disponibilità di credito e incrementando gli attuali livelli di produzione industriale. La ripresa economica attesa genererà quindi una risalita dei consumi elettrici dai minimi toccati nell'anno in corso, parzialmente contenuta dallo sviluppo dell'efficienza energetica. I Paesi dell'America Latina, dopo un decennio di forte espansione, hanno mostrato qualche segnale di rallentamento. La diminuzione dei tassi di crescita del commercio mondiale, la caduta dei prezzi delle commodity, l'eccessiva volatilità di alcune valute, sono fenomeni che stanno certamente incidendo sulle attuali performance economiche, ma che tuttavia non scalfiscono i trend di sviluppo nel medio termine, ancora caratterizzati da fondamentali basati sugli alti tassi di incremento demografico e sull'aumento dei consumi e dell'urbanizzazione, tutti elementi che porteranno a una forte crescita della domanda di elettricità e gas.

Azioni manageriali intraprese

Nonostante uno scenario così complesso, il Gruppo è riuscito a raggiungere gli obiettivi comunicati ai mercati grazie alla solidità della strategia, alla leadership tecnologica sviluppata nel corso degli anni e alla rapidità delle azioni manageriali implementate nel 2014. Le operazioni di riacquisto di partecipazioni di minoranza in America Latina hanno consentito a Enersis, la società capofila delle nostre attività in Sud America, di aumentare la propria partecipazione nel capitale di alcune società nelle quali aveva già una significativa interessenza, quali Coelce, Edegel e Gas Atacama. Tali operazioni rientrano in un piano più ampio di riorganizzazione e ristrutturazione societaria in America Latina, nell'ambito del quale abbiamo deciso di separare le nostre attività nella Penisola iberica da quelle in America Latina, creando un riporto diretto di Enersis alla Holding e aumentando contestualmente di circa il 5% la nostra partecipazione nella società cilena. Nell'ambito del processo di riduzione del nostro indebitamento abbiamo proseguito l'attuazione del piano di dismissioni, già precedentemente annunciato ai mercati. In particolare, l'offerta pubblica di vendita del 21,92% del capitale di Endesa, realizzata successivamente alla separazione da Enersis, e altre operazioni minori ci hanno consentito di raggiungere gli obiettivi prefissati.

Infine, non certo per importanza, la già citata riorganizzazione del Gruppo, che ha visto la creazione di cinque filiere trasversali a livello globale (Infrastrutture e Reti, Generazione, Rinnovabili, Trading e Upstream Gas), incaricate dell'allocazione degli investimenti nelle rispettive aree di business e della condivisione di best practice a livello di Gruppo, e di quattro aree geografiche (Italia, Iberia, America Latina ed Est Europa), il cui compito principale è garantire i ricavi e la generazione dei flussi di cassa.

Questa nuova e più agile struttura ha anche comportato una semplificazione e uno snellimento delle strutture della Holding, che si presenta nel 2015 con una forma più semplice.

I risultati 2014

Nel 2014 i ricavi ammontano a 75,8 miliardi di euro, in diminuzione del 3,7% rispetto ai 78,7 miliardi di euro del 2013, prevalentemente per l'effetto della riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica, dovuta essenzialmente alle minori quantità vendute, a cui si associa l'effetto negativo della variazione dei tassi di cambio delle valute di alcuni dei Paesi in cui il Gruppo opera (in particolare in America Latina e in Russia). L'EBITDA (margine operativo lordo), pari a 15,7 miliardi di euro, è in diminuzione del 5,6% rispetto ai 16,7 miliardi di euro del 2013, per effetto essenzialmente del diverso contributo ai risultati economici dei due esercizi delle operazioni di cessione di partecipazioni. Al netto di tali partite, l'EBITDA è pari a 15,5 miliardi di euro (15,8 miliardi di euro nel 2013) e registra una riduzione dell'1,9% da attribuire sostanzialmente alla variazione dei tassi di cambio, il cui effetto è parzialmente compensato dal miglioramento del margine sulle vendite di energia elettrica sul mercato italiano. L'indebitamento finanziario netto a fine 2014 è pari a 37,4 miliardi di euro (non considerando 0,6 miliardi di euro relativi al perimetro delle attività nette classificate come "possedute per la vendita"), in diminuzione di 2,3 miliar-

522

di di euro rispetto ai 39,7 miliardi di euro registrati alla fine del 2013. Tale riduzione riflette gli effetti positivi della gestione corrente, particolarmente significativi nel quarto trimestre dell'anno, nonché i flussi di cassa derivanti dalle operazioni straordinarie. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dal fabbisogno generato dal pagamento dei dividendi e dagli investimenti del periodo, oltre che dall'effetto negativo (pari a 1,1 miliardi di euro) delle differenze del cambio connesse principalmente al debito a medio e lungo termine in valuta diversa dall'euro.

Strategia futura e previsioni per il 2015

Per competere efficacemente nell'attuale e futuro contesto macroeconomico e cogliere, allo stesso tempo, le nuove opportunità di business nel settore energetico, il Gruppo Enel è orientato verso una nuova strategia industriale basata su quattro pilastri fondamentali: i) il raggiungimento di elevati livelli di efficienza operativa attraverso la gestione ottimale dei costi e degli investimenti di manutenzione degli asset; ii) il riavvio di un percorso di crescita "industriale" del Gruppo grazie a un deciso incremento degli investimenti in sviluppo; iii) la gestione attiva del portafoglio in ottica di creazione di valore; iv) la nuova politica dei dividendi del Gruppo.
Il nuovo piano strategico del Gruppo Enel definisce quindi le priorità e i piani di azione necessari al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Per quanto riguarda l'efficienza operativa si farà leva sulle nuove Global Business Line, per mettere a fattor comune le best practice interne in termini di ottimizzazione dei costi operativi e gestione efficiente degli asset. Il nuovo percorso di crescita industriale sarà invece sostenuto da significativi investimenti in mercati e business ad alto potenziale, a partire dal settore delle rinnovabili, attraverso la crescita del posizionamento nei Paesi di presenza come l'America Latina e l'ingresso in nuovi Paesi, anche per favorire il successivo posizionamento in altri business. Ulteriori aree di sviluppo saranno le nuove reti di distribuzione "smart" e l'ampliamento della gamma di prodotti e servizi a valore aggiunto nei mercati retail. La gestione attiva del portafoglio sarà finalizzata alla dismissione di asset non strategici per il Gruppo e al successivo reinvestimento di quanto ottenuto in un'ottica di creazione di valore e di razionalizzazione della struttura societaria. Infine, l'introduzione di una nuova politica di dividendi persegue l'obiettivo di garantire certezza nei payout di breve termine, con significativi potenziali di crescita nel medio-lungo periodo.
Il Gruppo presenta caratteristiche uniche nel panorama mondiale delle utility in termini di dimensione, diversificazione tecnologica, presidio della catena del valore e diversificazione geografica. Queste caratteristiche trovano nella nuova struttura organizzativa uno strumento sul quale il management potrà fare leva per creare ancora più valore in un contesto internazionale in rapida evoluzione.

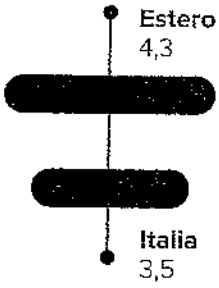
Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Patrizia Grieco

L'Amministratore Delegato
Francesco Starace

Sintesi dei risultati

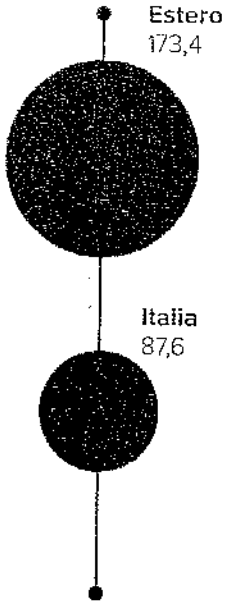
Vendite di gas (miliardi di m³)

7,8



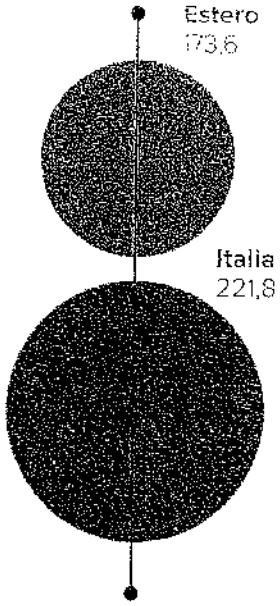
Energia elettrica venduta (TWh)

261,0



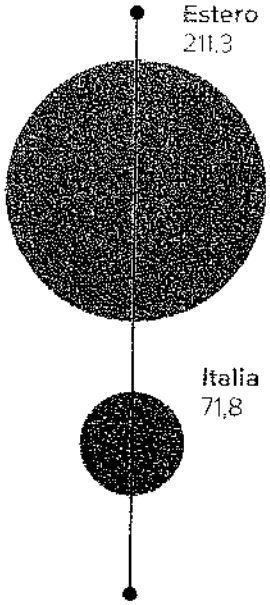
Enegia elettrica trasportata (TWh)

395,4



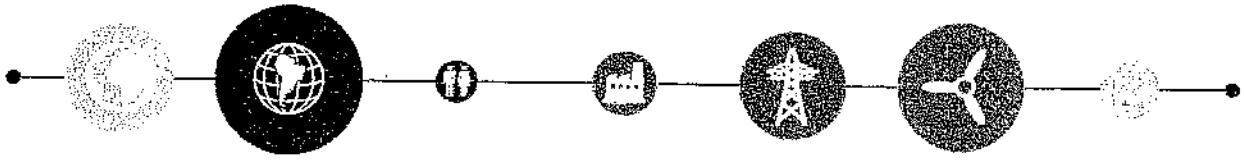
Produzione netta complessiva (TWh)

283,1



Investimenti per settori di business (milioni di euro)

6.701



Iberia e America Latina 2.602 | Mercato 111 | Generazione ed Energy Management 285 | Infrastrutture e Reti 996 | Energie Rinnovabili 1.658

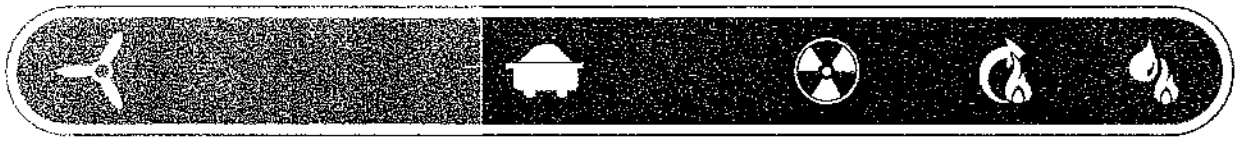
Dati economici 2014 (milioni di euro)
(rispetto al 2013 restated)



Ricavi	Margine operativo lordo	Risultato operativo	Risultato netto
75.791	15.757	3.087	772
-3,7%	-5,6%	-68,3%	

Produzione netta complessiva per fonte (TWh)

283,1



Rinnovabili	Carbone	Nucleare	Cicli combinati e gas	Olio e turbogas
34%	29%	14%	13%	10%

Produzione netta complessiva per fonte rinnovabile (TWh)

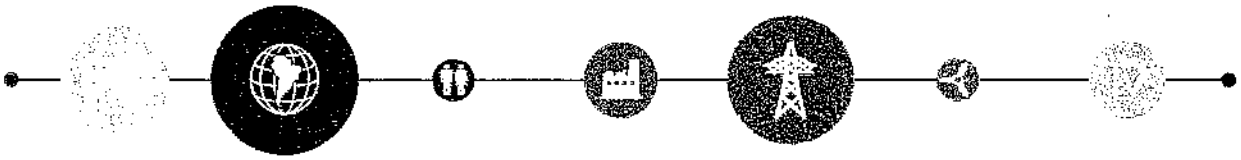
94,9



Idroelettrico	Eolico	Geotermico	Biomasse e solare
78%	15%	6%	1%

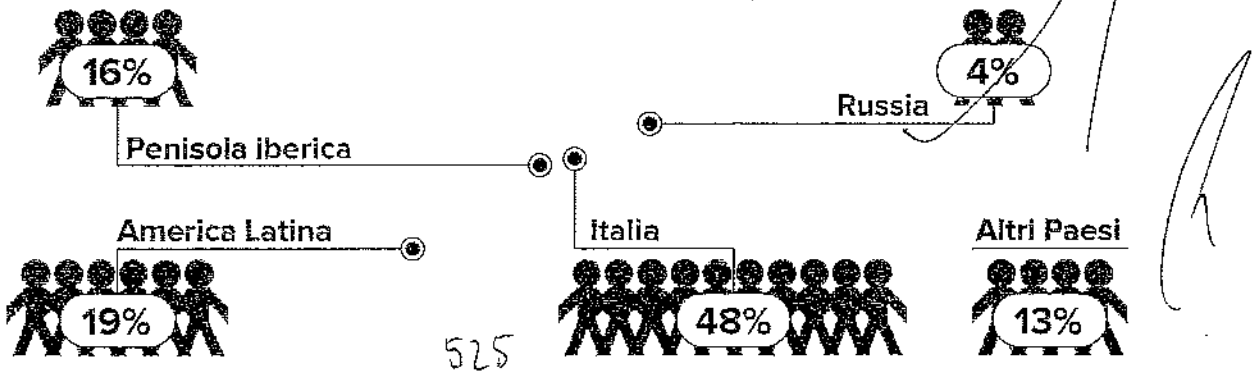
Dipendenti per settori di business

68.961



	Iberia e America Latina	Mercato	Generazione ed Energy Management	Infrastrutture e Reti	Energie Rinnovabili	Altre attività
	22.801	3.633	5.314	17.393	3.609	5.803

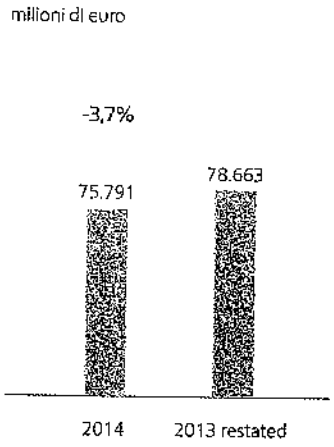
Dipendenti per area geografica



Dati economici

Ricavi

I **ricavi** del 2014 sono pari a 75.791 milioni di euro, con un decremento pari a 2.872 milioni di euro (-3,7%) rispetto al 2013. La variazione negativa è da riferire sostanzialmente alla riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica, connessa essenzialmente alle minori quantità vendute, all'effetto negativo della variazione dei tassi di cambio delle valute di alcuni dei Paesi in cui il Gruppo opera rispetto all'euro, nonché al minor contributo dei risultati positivi derivanti da cessioni di partecipazioni azionarie strategiche; tali effetti sono solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi da vendita di combustibili.

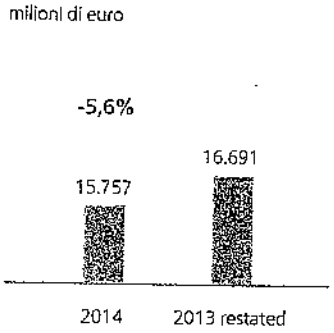


Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato	15.226	16.921	(1.695)	-10,0%
Generazione ed Energy Management	22.606	22.798	(192)	-0,8%
Infrstrutture e Reti	7.366	7.698	(332)	-4,3%
Iberia e America Latina	30.547	30.674	(127)	-0,4%
Internazionale	5.278	6.296	(1.018)	-16,2%
Energie Rinnovabili	2.921	2.769	152	5,5%
Altro, elisioni e rettifiche	(8.153)	(8.493)	340	4,0%
Totale	**75.791**	**78.663**	**(2.872)**	**-3,7%**

Margine operativo lordo

Il **margine operativo lordo** del 2014 è pari a 15.757 milioni di euro, in decremento del 5,6% rispetto al 2013. Escludendo da tali risultati gli effetti derivanti da operazioni straordinarie, il margine operativo lordo si attesta a 15.502 milioni di euro (15.769 milioni di euro nel 2013), con un calo di 267 milioni di euro (-1,7%). Tale variazione trova riscontro negli effetti negativi derivanti dalla variazione dei tassi di cambio, il cui effetto è compensato dal miglioramento del margine sulle vendite di energia elettrica sul mercato domestico.

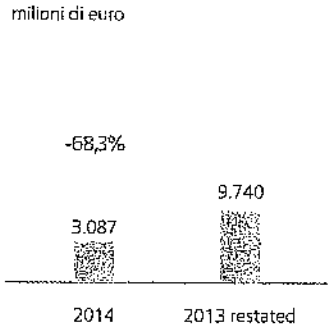


Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato	1.081	866	215	24,8%
Generazione ed Energy Management	1.163	1.084	79	7,3%
Infrastrutture e Reti	3.979	4.009	(30)	-0,7%
Iberia e America Latina	6.294	6.638	(344)	-5,2%
Internazionale	1.204	1.293	(89)	-6,9%
Energie Rinnovabili	1.938	1.780	158	8,9%
Altro, elisioni e rettifiche	98	1.021	(923)	-90,4%
Totale	**15.757**	**16.691**	**(934)**	**-5,6%**

526

Risultato operativo



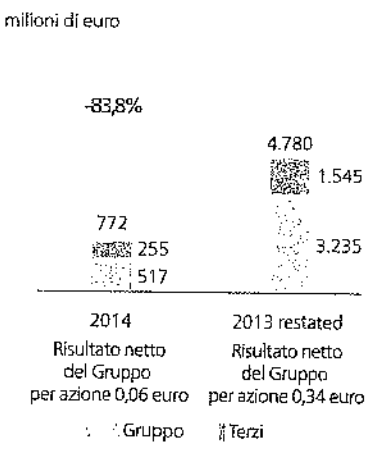
Il risultato **operativo** del 2014 ammonta a 3.087 milioni di euro, con un decremento del 68,3% rispetto al 2013 (9.740 milioni di euro); oltre alla già commentata riduzione del margine operativo lordo, la variazione è addebitabile alle maggiori perdite di valore rilevate nel 2014 rispetto al 2013. In particolare, mentre nell'esercizio precedente tale voce risentiva esclusivamente dell'adeguamento di valore di una porzione dell'avviamento iscritto sulla cash generating unit Enel Russia (già Enel OGK-5), nel presente esercizio sono state rilevate perdite di valore derivanti da impairment test per complessivi 6.427 milioni di euro; tra questi si segnalano gli adeguamenti al fair value delle attività nette possedute per la vendita afferenti a Slovenské elektrárne (per 2.878 milioni di euro), della generazione dagli asset da fonte convenzionale in Italia (per 2.108 milioni di euro) e dei diritti di sfruttamento dell'acqua di alcuni fiumi nella regione di Aysén in Cile (per 589 milioni di euro).

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato	455	362	93	25,7%
Generazione ed Energy Management	(1.539)	493	(2.032)	-
Infrastrutture e Reti	2.943	3.029	(86)	-2,8%
Iberia e America Latina	2.789	3.767	(978)	-26,0%
Internazionale	(2.682)	(23)	(2.659)	-
Energie Rinnovabili	1.124	1.205	(81)	-6,7%
Altro, elisioni e rettifiche	(3)	907	(910)	-
Totale	**3.087**	**9.740**	**(6.653)**	**-68,3%**

Risultato netto

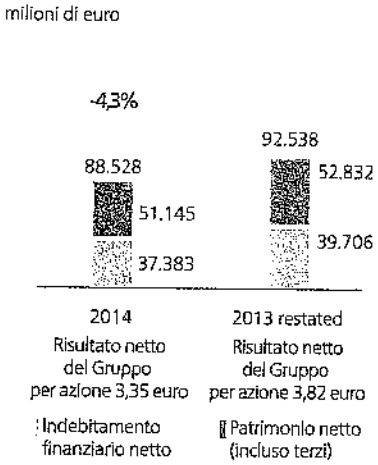
Il **risultato netto del Gruppo** del 2014 ammonta a 517 milioni di euro rispetto ai 3.235 milioni di euro dell'esercizio precedente. Il decremento è sostanzialmente dovuto al minor risultato operativo, all'incremento degli oneri finanziari netti e ad alcuni impairment effettuati su alcune partecipazioni di minoranza detenute dal Gruppo. Tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori imposte di competenza del 2014, che risentono del riconoscimento di un credito fiscale di 1.392 milioni di euro a fronte della distribuzione dei dividendi effettuata da Endesa a seguito delle operazioni straordinarie avvenute nell'ultimo trimestre 2014 e dell'effetto sulla fiscalità differita delle perdite di valore.



Dati patrimoniali e finanziari

Capitale investito netto

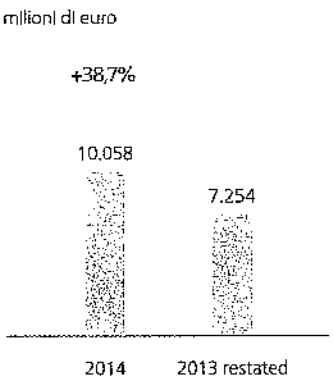
Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 1.488 milioni di euro (prevalentemente relative a Slovenské elektrárne), ammonta a 88.528 milioni di euro al 31 dicembre 2014 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.145 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.383 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2014, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,73 (0,75 al 31 dicembre 2013).



L'**indebitamento finanziario netto** si attesta a 37.383 milioni di euro, registrando un decremento di 2.323 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. In particolare, i flussi di cassa generati dalla gestione operativa, dalle cessioni di taluni asset non strategici e dall'incasso relativo alla cessione del 21,92% di Endesa, avvenuto nel mese di novembre mediante offerta pubblica di vendita, hanno più che coperto il fabbisogno generato dagli investimenti dell'anno e dal pagamento dei dividendi.

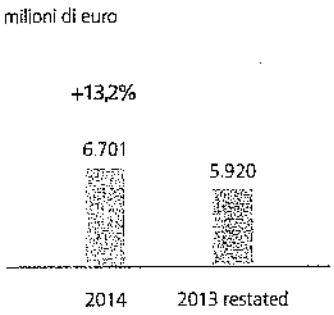
Cash flow da attività operativa

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2014 è pari a 10.058 milioni di euro, in incremento di 2.804 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente.



Investimenti

Gli **investimenti**, pari a 6.701 milioni di euro nel 2014 (di cui 6.019 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), rilevano un incremento di 781 milioni di euro rispetto all'esercizio 2013.



Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato	111	99	12	12,1%
Generazione ed Energy Management	285	313	(28)	-8,9%
Infrastrutture e Reti	996	1.046	(50)	-4,8%
Iberia e America Latina	2.602	2.160	442	20,5%
Internazionale	936	924	12	1,3%
Energie Rinnovabili	1.658	1.294 [1]	364	28,1%
Altro, elisioni e rettifiche	113	84	29	34,5%
Totale	**6.701**	**5.920**	**781**	**13,2%**

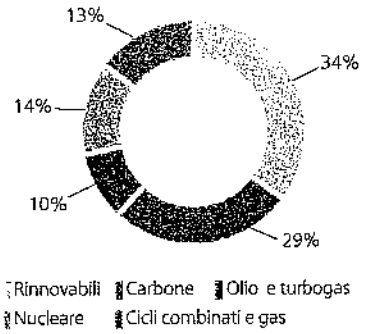
(1) Il dato del 2013 non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

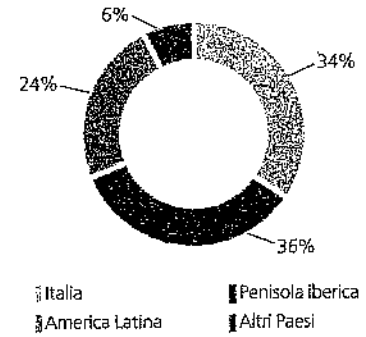
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	2014			2013		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	71,8	211,3	283,1	71,2	210,6	281,8
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	221,8	173,6	395,4	228,9	173,7	402,6
Energia venduta da Enel (TWh) [1]	87,6	173,4	261,0	92,2	178,3	270,5
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	3,5	4,3	7,8	4,1	4,5	8,6
Dipendenti alla fine dell'esercizio (n.) [2]	33.405	35.556	68.961	34.246	36.096	70.342

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.
(2) Include 4.430 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014 (37 unità al 31 dicembre 2013 restated).

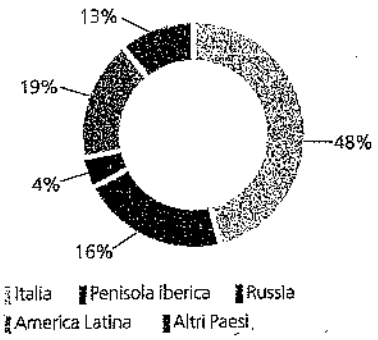
Energia elettrica netta prodotta per fonte (2014)



Energia elettrica venduta per area geografica (2014)



Dipendenti per area geografica (al 31 dicembre 2014)



L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2014 aumenta di 1,3 TWh (+0,5%), a fronte della maggiore produzione realizzata all'estero (+0,7 TWh) e sul territorio italiano (+0,6 TWh). In particolare, l'incremento dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (+3,6 TWh), conseguente all'incremento della potenza installata e alle più favorevoli condizioni meteorologiche, è stato più che compensato dalla riduzione della generazione da fonte nucleare (-1,3 TWh), con un calo particolarmente concentrato in Spagna, e termoelettrica (-1,0 TWh), da ricondurre al fermo di alcuni impianti in America Latina.

L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 395,4 TWh con un decremento di 7,2 TWh (-1,8%) e risente sostanzialmente del calo della domanda di energia elettrica in Italia e Spagna, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalla crescita rilevata in America Latina, in particolar modo in Brasile.

L'**energia venduta da Enel** registra un decremento di 9,5 TWh (-3,5%) riferibile, principalmente, ai minori quantitativi venduti in Italia (-4,6 TWh), in Francia (-4,6 TWh) e nella Penisola iberica (-2,2 TWh), solo parzialmente compensati dalle maggiori vendite in America Latina (+1,9 TWh).

Al 31 dicembre 2014 i **dipendenti** sono pari a 68.961 unità (-1.381 rispetto alla fine del 2013). La riduzione dell'organico del Gruppo è l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-1.404 risorse) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a 23 unità).

	Dipendenti (n.)	
	2014	2013 restated
Mercato	3.633	3.687
Generazione ed Energy Management [1]	5.314	5.621
Infrastrutture e Reti	17.398	17.689
Iberia e America Latina [2]	22.801	22.541
Internazionale [3]	10.403	11.439
Energie Rinnovabili	3.609	3.469
Altro, elisioni e rettifiche	5.803	5.896
Totale	68.961	70.342

(1) Include 41 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.
(2) Include 15 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014.
(3) Include 4.374 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2014 (37 unità al 31 dicembre 2013 restated).

Restatement dei dati economici e patrimoniali

I dati economici del 2013 e patrimoniali al 31 dicembre 2013, inclusi nella presente Relazione finanziaria annuale ai soli fini comparativi, sono stati rideterminati a seguito:

- dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, del nuovo standard contabile IFRS 11, secondo il quale le partecipazioni a una joint venture devono essere consolidate utilizzando il metodo del patrimonio netto. Tale modifica ha eliminato la possibilità, prevista dal previgente IAS 31 e utilizzata precedentemente dal Gruppo, di applicare il consolidamento proporzionale alle partecipazioni ricadenti in tale fattispecie, comportando la rideterminazione di tutti i dati economici e patrimoniali, pur non alterando il risultato netto e il patrimonio netto del Gruppo;
- dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, delle nuove disposizioni previste dallo IAS 32 circa la compensazione di attività e passività finanziarie in presenza di determinate condizioni, che ha determinato la modifica di talune voci dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 senza alcun effetto sul patrimonio netto complessivo;
- dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eólico Talinay Oriente), conclusasi successivamente al 31 dicembre 2013 e che ha comportato la rideterminazione dei dati patrimoniali a tale data.

Per maggiori dettagli si rinvia alla Nota 4 del Bilancio consolidato della presente Relazione finanziaria annuale.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziati per area di attività gli effetti del sopra citato restatement, limitatamente ai ricavi, al margine operativo lordo e al risultato operativo del 2013.

Ricavi

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Mercato	16.921	-	16.921
Generazione ed Energy Management	22.919	(121)	22.798
Infrastrutture e Reti	7.698	-	7.698
Iberia e America Latina	30.935	(261)	30.674
Internazionale	7.737	(1.441)	6.296
Rinnovabili	2.827	(58)	2.769
Altro, elisioni e rettifiche	(8.502)	9	(8.493)
Totale	**80.535**	**(1.872)**	**78.663**

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Mercato	866	-	866
Generazione ed Energy Management	1.176	(92)	1.084
Infrastrutture e Reti	4.008	-	4.008
Iberia e America Latina	6.746	(108)	6.638
Internazionale	1.405	(112)	1.293
Rinnovabili	1.788	(8)	1.780
Altro, elisioni e rettifiche	1.022	-	1.022
Totale	**17.011**	**(320)**	**16.691**

Risultato operativo

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Mercato	362	-	362
Generazione ed Energy Management	554	(61)	493
Infrastrutture e Reti	3.028	-	3.028
Iberia and Latin America	3.836	(69)	3.767
Internazionale	85	(108)	(23)
Rinnovabili	1.171	34	1.205
Altro, elisioni e rettifiche	908	-	908
Totale	**9.944**	**(204)**	**9.740**

Indicatori di sostenibilità

	2014	2013 restated	2014-2013	
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	94,3	93,9	0,4	0,4%
Rendimento medio parco termoelettrico (%)	40,3	39,8	0,5	1,3%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (gCO_2/kWh_{eq}) (1)	395	396	(1)	-0,3%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	47,4	46,8	0,6	1,3%
Indice di frequenza infortuni Enel (2)	1,32	1,43	(0,1)	-7,8%
Indice di gravità infortuni Enel (3)	0,07	0,07	-	-
Infortuni gravi e mortali Enel	4	13	(9)	-69,2%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici	38	26	12	46,2%
Ore medie di formazione *pro capite*	42,3	40,0	2,3	5,8%
Violazione accertate del Codice Etico (4)	27	36	(9)	-25,0%

(1) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore, rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare, termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore (compreso il contributo del calore in MWh equivalenti).
(2) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero totale degli infortuni e le ore lavorate espresse in milioni (standard INAIL).
(3) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero di giorni di assenza per infortuni e le ore lavorate espresse in migliaia (standard INAIL).
(4) Nel corso del 2014 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2013, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2013 è stato riclassificato da 27 a 36.

Il grado di copertura ISO 14001 è pari al 94,3% al 31 dicembre 2014 della potenza efficiente netta complessiva; la variazione positiva riflette la nuova capacità rinnovabile installata relativa al perimetro di Enel Green Power.

Nel 2014 il rendimento del parco termoelettrico è aumentato, passando dal 39,8% del 2013 al 40,3%, a seguito di un maggior funzionamento degli impianti termoelettrici a maggiore efficienza.

Le emissioni specifiche di CO_2 si sono mantenute su valori costanti rispetto al 2013.

Nel 2014 il 47,4% della generazione di Enel proviene da fonti a zero emissioni, segnando un incremento dell'1,3% rispetto al 2013. L'incremento percentuale è dovuto alla maggiore capacità da fonte rinnovabile installata nel 2014, pari a 630 MW, che conferma l'impegno del Gruppo verso lo sviluppo della generazione carbon free, che proseguirà nei prossimi anni.

L'indice di frequenza degli infortuni Enel ha evidenziato una riduzione del 7,8%, mentre l'indice di gravità è rimasto costante, grazie alle periodiche e intense attività di informazione, formazione e sensibilizzazione realizzate, volte a diffondere a tutti i livelli la cultura della sicurezza e a promuovere l'adozione di comportamenti sicuri, e ai costanti interventi per il miglioramento degli standard e dei processi di gestione della salute e sicurezza sul lavoro.

Gli infortuni gravi e mortali che hanno coinvolto il personale Enel registrano una riduzione di circa il 70% rispetto al 2013, anche se nel 2014 si sono verificati 3 infortuni mortali sul lavoro. Per quel che riguarda le imprese appaltatrici operanti per Enel si sono registrati 12 infortuni gravi e mortali in più rispetto al 2013.

Le ore medie di formazione *pro capite* evidenziano un incremento del 5,8% rispetto all'anno precedente, a dimostrazione del costante impegno impegno di Enel su tali temi.

Per quanto riguarda il rispetto del Codice Etico, il numero di violazioni accertate è diminuito del 25%, sostanzialmente in linea con la riduzione delle segnalazioni ricevute nel corso dell'anno.

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 della Capogruppo analizzandone la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi da quelli previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e da Enel SpA e contenuti rispettivamente nel Bilancio consolidato e nel Bilancio di esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e del Bilancio di esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e della Capogruppo nonché 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".

> Utile netto ordinario del Gruppo: è definito come il "Risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica.

> Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
- delle "Attività per imposte anticipate";
- dei "Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity), degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit or loss)", dei "Titoli disponibili per la vendita (available for sale)", dei "Crediti finanziari diversi";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefici ai dipendenti";
- dei "Fondi rischi e oneri futuri";
- delle "Passività per imposte differite".

> Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:
- della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per anticipazioni di factoring", dei "Titoli", dei "Crediti finanziari e cash collateral", degli "Altri crediti finanziari";
- 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 subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2013

- Acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile;
- acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse; considerato il controllo congiunto della società con altro operatore, la partecipata è ora consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, in base alle previsioni dell'IFRS 11;
- cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- acquisizione, in data 22 maggio 2013, del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, le due società non sono più consolidate con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 9 agosto 2013, del 70% del capitale di Domus Energia (oggi Enel Green Power Finale Emilia), società operante nella generazione da biomasse;
- acquisizione, in data 31 ottobre 2013, del 100% del capitale di Compañía Energética Veracruz, società operante nello sviluppo di impianti idroelettrici in Perù;
- cessione, in data 13 novembre 2013, della partecipazione del 40% in Artic Russia, con il conseguente deconsolidamento anche delle quota detenuta da quest'ultima in SeverEnergia;
- acquisizione, nei mesi di novembre e dicembre 2013, di nove società (costituenti tre business combination) operanti nello sviluppo di progetti eolici negli Stati Uniti;
- cessione, in data 20 dicembre 2013, della partecipazione residua in Enel Rete Gas, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

2014

- Perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perù;
- acquisizione, in data 17 settembre 2014, del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW negli Stati Uniti; nel

mese di ottobre 2014 è stata perfezionata la cessione di una quota del 50% della stessa società. Conseguentemente, la società, detenuta in joint control, è passata a essere valutata con il metodo del patrimonio netto;

- cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa, attraverso offerta pubblica di vendita. L'operazione non ha determinato alcuna perdita di controllo;
- nel corso dell'esercizio 2014 sono stati perfezionati accordi per acquisizioni di progetti eolici e solari in Cile, per un ammontare complessivo pari a circa 7 milioni di euro, e di un progetto eolico in Uruguay per 4 milioni di euro;
- cessione, nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in LaGeo, società operante nella generazione da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- cessione, nel mese di dicembre 2014, del 100% del capitale di Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia.

Si segnala inoltre che a seguito di operazioni di riorganizzazione interna al Gruppo, finalizzate al riassetto delle partecipazioni nella Divisione Iberia e America Latina, si sono realizzate alcune variazioni nella quota attribuibile alle interessenze di terzi relativamente ad alcune partecipazioni. In particolare, in data 23 ottobre 2014 Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) ha ceduto a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società interamente controllata) le quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di Enersis) e del 20,3% di Enersis, società capofila delle attività in America Latina. Tale operazione ha fatto sì che il Gruppo aumentasse la quota di sua interessenza in Enersis del 4,81%.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Totale ricavi	75.791	78.663	(2.872)	-3,7%
Totale costi	59.809	61.594	(1.785)	-2,9%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(225)	(378)	153	-40,5%
MARGINE OPERATIVO LORDO	**15.757**	**16.691**	**(934)**	**-5,6%**
Ammortamenti e perdite di valore	12.670	6.951	5.719	82,3%
RISULTATO OPERATIVO	**3.087**	**9.740**	**(6.653)**	**-68,3%**
Proventi finanziari	3.326	2.449	877	35,8%
Oneri finanziari	6.456	5.253	1.203	22,9%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(3.130)**	**(2.804)**	**(326)**	**-11,6%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**(35)**	**217**	**(252)**	**-**
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE	**(78)**	**7.153**	**(7.231)**	**-**
Imposte	(850)	2.373	(3.223)	-
RISULTATO DELLE CONTINUING OPERATIONS	**772**	**4.780**	**(4.008)**	**-83,8%**
RISULTATO DELLE DISCONTINUED OPERATIONS	**-**	**-**	**-**	**-**
RISULTATO NETTO (Gruppo e terzi)	**772**	**4.780**	**(4.008)**	**-83,8%**
Quota di interessenza del Gruppo	517	3.235	(2.718)	-84,0%
Quota di interessenza di terzi	255	1.545	(1.290)	-83,5%

535

Ricavi

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettricoe organismi assimilati	59.844	65.504	(5.660)	-8,6%
Vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali	4.087	4.452	(365)	-8,2%
Rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	82	21	61	-
Plusvalenze da cessione attività	292	943	(651)	-69,0%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	11.486	7.743	3.743	48,3%
Totale	**75.791**	**78.663**	**(2.872)**	**-3,7%**

Nel 2014 i ricavi da **vendita e trasporto di energia elettrica e contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati** ammontano a 59.844 milioni di euro, in diminuzione di 5.660 milioni di euro rispetto al 2013 (-8,6%). Tale decremento, che sconta tra l'altro l'effetto negativo dell'andamento dei tassi di cambio soprattutto in Russia, Cile e Brasile, è da collegare ai seguenti fattori:

- decremento dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.958 milioni di euro, da riferire principalmente alle minori vendite sulle Borse dell'energia elettrica che, solo in misura marginale, sono state compensate dalle maggiori vendite realizzate con contratti bilaterali stipulati dalle società di generazione;
- riduzione dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 1.662 milioni di euro, di cui 1.477 milioni di euro sui mercati regolati e 185 milioni di euro sui mercati liberi, essenzialmente connessi al calo della domanda di energia elettrica;
- diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 807 milioni di euro, a fronte dei minori volumi intermediati;
- decremento dei ricavi da trasporto di energia elettrica per 470 milioni di euro, sotanzialmente riferibile ai minori ricavi relativi al trasporto di energia per il mercato regolato;
- maggiori ricavi per contributi ricevuti dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico e dagli altri organismi assimilati per 237 milioni di euro, da riferire essenzialmente alla modifica intervenuta del quadro di riferimento normativo e regolatorio per le società operanti nel territorio non peninsulare in Spagna.

I ricavi per **vendita e trasporto di gas naturale ai clienti finali** sono pari a 4.087 milioni di euro e risultano in calo di 365 milioni di euro (-8,2%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è riferibile prevalentemente ai minori ricavi relativi al trasporto di gas ai clienti finali connessi essenzialmente al decremento delle quantità vettoriate.

Le **plusvalenze da cessione di attività** sono pari nel 2014 a 292 milioni di euro e sono sostanzialmente riferibili:

- per 123 milioni di euro alla plusvalenza realizzata attraverso la cessione delle quote detenute in LaGeo, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- per 82 milioni di euro all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia, ceduta nel quarto trimestre 2013 ed effettuato nel corso del primo trimestre 2014 al verificarsi della clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita;
- per 31 milioni di euro alla plusvalenza relativa alla cessione del 100% di Enel Green Power France.

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo** ammontano a 82 milioni di euro nel 2014 (21 milioni di euro nel 2013) e si riferiscono all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e passività di pertinenza del Gruppo:

- dopo la perdita di controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro);
- già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Nell'esercizio 2013 tali proventi erano riferiti alla residua pertinenza del Gruppo (pari al 49% della società) dopo la perdita di controllo di Buffalo Dunes Wind Project.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2014 a 11.486 milioni di euro (7.743 milioni di

euro nel 2013) evidenziando un incremento di 3.743 milioni di euro (+48,3%) rispetto all'esercizio precedente. La variazione è da collegare essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- all'aumento dei ricavi da vendita di combustibili per trading (3.035 milioni di euro), comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, sostanzialmente connessi alle maggiori quantità intermediate a fronte della riduzione delle attività di generazione, nonché alle maggiori vendite di certificati ambientali (893 milioni di euro) prevalentemente relative ai certificati verdi e ai diritti di emissione CO_2;
- ai minori contributi di allacciamento per 156 milioni di euro, a cui si associa la riduzione dei contributi governativi concessi alla società di distribuzione argentina Edesur e inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costos* per 71 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Acquisto di energia elettrica	23.317	27.325	(4.008)	-14,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	6.005	6.675	(670)	-10,0%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	7.848	5.196	2.652	51,0%
Materiali	2.275	1.550	725	46,8%
Costo del personale	4.864	4.555	309	6,8%
Servizi e godimento beni di terzi	14.662	14.906	(244)	-1,6%
Altri costi operativi	2.362	2.821	(459)	-16,3%
Costi capitalizzati	(1.524)	(1.434)	(90)	-6,3%
Totale	**59.809**	**61.594**	**(1.785)**	**-2,9%**

I costi per **acquisto di energia elettrica**, pari a 23.317 milioni di euro, registrano un decremento nel 2014 di 4.008 milioni di euro (-14,7%). Tale andamento riflette sostanzialmente l'effetto dei minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (3.105 milioni di euro) e dei minori costi di acquisto di energia elettrica sui mercati nazionali ed esteri (853 milioni di euro), connessi essenzialmente al decremento generalizzato della domanda.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** nel 2014 sono pari a 6.005 milioni di euro, registrando un decremento di 670 milioni di euro rispetto ai valori dell'esercizio precedente (-10,0%) da attribuire sostanzialmente all'effetto della riduzione dei volumi di energia prodotti da fonte termoelettrica e ai prezzi medi di acquisto del combustibile a essa associati.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali** si attestano a 7.848 milioni di euro, registrando un incremento di 2.652 milioni di euro (51,0%) rispetto all'esercizio 2013. La variazione riflette la maggiore attività di intermediazione effettuata nei mercati delle commodity già commentata nei ricavi.

I costi per **materiali**, pari a 2.275 milioni di euro nel 2014, registrano un incremento di 725 milioni di euro rispetto all'esercizio 2013 principalmente per la variazione delle scorte dei diritti di emissione di CO_2 e certificati ambientali.

Il **costo del personale** del 2014 è pari a 4.864 milioni di euro, registrando un incremento di 309 milioni di euro (+6,8%) rispetto al precedente esercizio.
In particolare, tale variazione è principalmente riferibile al piano di cessazione anticipata e volontaria del rapporto di lavoro, introdotto in Spagna nel 2014, che ha comportato la rilevazione di un onere complessivamente pari a 345 milioni di euro, nonché al beneficio netto (pari a 170 milioni di euro) rilevato in Italia nel 2013 a seguito dell'applicazione del piano ex art. 4 della legge n. 92/2012 e della contestuale cessazione del piano di accompagnamento graduale alla pensione. Al netto di tali variazioni, il costo del personale registra una diminuzione di 206 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della riduzione delle consistenze medie, particolarmente significativa in Italia (794 unità) per effetto delle sopracitate iniziative.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014 è pari a 68.961 dipendenti (70.342 al 31 dicembre 2013), di cui circa

il 52% impegnato nelle società del Gruppo con sede all'estero.

L'organico del Gruppo nel corso del 2014 diminuisce di 1.381 risorse per effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-1.404 risorse) e della variazione di perimetro riferita sostanzialmente all'acquisizione dell'ulteriore 50% di Inversiones Gas Atacama (163 risorse), alla cessione di Enel Green Power France (-48 risorse), alla modifica nel metodo di consolidamento da integrale a proporzionale della società SE Hydropower, a valle della perdita del controllo avvenuta per effetto del cambio dell'assetto di governance (-51 risorse), e ad altre cessioni minori (-41 risorse).

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2013 è pertanto così sintetizzabile.

Consistenza al 31 dicembre 2013 restated	**70.342**
Variazioni di perimetro	23
Assunzioni	4.821
Cessazioni	(6.225)
Consistenza al 31 dicembre 2014 (1)	68.961

(1) Include 4.430 unità riferibili al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita" (37 unità al 31 dicembre 2013).

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** nel 2014 ammontano a 14.662 milioni di euro, registrando un decremento di 244 milioni di euro (-1,6%) rispetto all'esercizio 2013. Tale andamento è sostanzialmente correlato ai minori costi per vettoriamenti passivi di energia elettrica (294 milioni di euro), conseguenti al decremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera, nonché ai minori oneri di funzionamento dei sistemi elettrici (265 milioni di euro), tra cui i corrispettivi per diritti di utilizzo della capacità di trasporto verso il GME (Gestore dei Mercati Energetici). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei costi per godimento beni di terzi che include, tra gli altri, gli effetti della rideterminazione dei canoni per l'utilizzazione delle acque in Spagna introdotti a seguito della legge n. 15/2012.

Gli altri costi operativi nell'esercizio 2014 ammontano a 2.362 milioni di euro, registrando un decremento di 459 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-16,3%). In particolare, tale variazione si riferisce principalmente alla rilevazione nel 2013 di imposte e tasse correlate alle imposte sulla generazione convenzionale introdotte in Spagna dalla legge n. 15/2012 e ai minori costi connessi agli oneri per emissioni inquinanti. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori costi relativi alla reintroduzione del *Bono Social* in Spagna per 204 milioni di euro.

Nell'esercizio 2014 i **costi capitalizzati** ammontano a 1.524 milioni di euro (1.434 milioni di euro nel 2013), con un incremento principalmente riferibile all'incremento degli investimenti realizzati.

I proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value sono negativi per 225 milioni di euro nel 2014 (378 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, il risultato del 2014 si riferisce per 43 milioni di euro ai proventi netti realizzati nell'esercizio (264 milioni di euro di oneri netti nel 2013) e agli oneri netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere a fine esercizio per 268 milioni di euro (114 milioni di euro nel 2013).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** sono pari a 12.670 milioni di euro, registrando un incremento di 5.719 milioni di euro (82,3%). Tale incremento è prevalentemente riferibile:

- alle maggiori perdite di valore rilevate su Slovenské elektráme, classificata tra le attività possedute per la vendita, per 2.878 milioni di euro, a fronte della valutazione in base al presumibile valore di realizzo stimato sulla base delle offerte finora pervenute;
- alle maggiori perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari per 2.727 milioni di euro, principalmente riferibili agli impianti di generazione da fonte convenzionale in Italia per 2.096 milioni di euro, agli impianti termoelettrici russi per 205 milioni di euro, nonché all'impianto idroelettrico slovacco di Gabčíkovo per 103 milioni di euro;
- alle maggiori perdite di valore rilevate sulle immobilizzazioni immateriali per 698 milioni di euro (prevalentemente attribuibili all'impairment rilevato sui diritti di sfruttamento delle acque di alcuni fiumi nella regione cilena di Aysén);
- alle minori perdite di valore rilevate sugli avviamenti per 551 milioni di euro. In particolare, le svalutazioni nel 2014 hanno riguardato le CGU Enel Russia ed Enel Green Power Hellas per complessivi 194 milioni di euro; l'analoga fattispecie aveva registrato nel 2013 la svalutazione parziale dell'avviamento iscritto sulla stessa CGU Enel Russia per 744 milioni di euro;
- alle maggiori perdite di valore rilevate su crediti commerciali per 135 milioni di euro.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati dai minori

ammortamenti per 122 milioni di euro, in parte riferibili all'estensione della vita utile effettuata a fine 2013 sugli impianti nucleari in Spagna.

Il **risultato operativo** dell'esercizio 2014 si attesta a 3.087 milioni di euro, registrando un decremento di 6.653 milioni di euro rispetto al precedente esercizio (-68,3%).

Gli **oneri finanziari netti** nell'esercizio 2014 sono pari a 3.130 milioni di euro, con un incremento di 326 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (2.804 milioni di euro) prevalentemente riferibile;

- a maggiori interessi passivi su debiti finanziari netti per 221 milioni di euro;
- all'aumento dei proventi netti da strumenti derivati per 1.616 milioni di euro, che ha più che compensato le maggiori perdite nette su cambi per 1.551 milioni di euro;
- alla riduzione dei proventi netti da partecipazioni per 78 milioni di euro, connessa essenzialmente alla rilevazione, nel 2013, della plusvalenza relativa alla cessione di Medgaz (64 milioni di euro);
- all'adeguamento negativo delle attività finanziarie (92 milioni di euro) relative ai servizi in concessione a seguito della revisione tariffaria per le società brasiliane Ampla e Coelce avvenuta nel corso del 2014;
- al ripristino di valore (66 milioni di euro) effettuato nel 2013 relativamente al credito verso il National Nuclear Fund slovacco, il cui effetto è interamente compensato dal provento di pari importo rilevato nel 2014 a seguito della rinegoziazione del contratto di leasing finanziario dell'impianto idroelettrico di Gabčíkovo, che ha comportato un'anticipazione al 2015 della scadenza del contratto, originariamente prevista per il 2036;
- a minori oneri per cessioni di crediti commerciali *pro soluto* per 78 milioni di euro;
- a maggiori oneri da attualizzazione fondi per 36 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** nell'esercizio 2014 è negativa per 35 milioni di euro, con un calo di 252 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, includendo la perdita di valore rilevata sulla partecipazione in Centrales Hidroeléctricas de Aysén per 88 milioni di euro (a seguito dell'incertezza autorizzativa sullo sviluppo del progetto di costruzione di una centrale idroelettrica in Cile) e sulle società greche della Divisione Energie Rinnovabili ("Elica 2") per 89 milioni di euro.

Le **imposte** dell'esercizio 2014 sono negative per 850 milioni di euro (2.373 milioni di euro nel 2013). In particolare, la differente incidenza fiscale del 2014 (a fronte di un'incidenza del 33,2% nell'esercizio 2013) risente del riconoscimento di un credito fiscale di 1.392 milioni di euro a fronte della distribuzione dei dividendi effettuata da Endesa nel quarto trimestre, nonché dell'effetto fiscale relativo alle perdite di valore. Inoltre, il carico fiscale del 2014 risente del beneficio netto pari 138 milioni di euro derivante dalla variazione delle aliquote di imposizione fiscale in Spagna, in Cile, in Colombia, in Perù e in Italia; in particolare, tale ultima variazione è connessa alla dichiarata incostituzionalità della Robin Hood Tax sancita al termine di un procedimento amministrativo pendente da anni.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	89.844	98.499	(8.655)	-8,8%
- avviamento	14.027	14.967	(940)	-6,3%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	872	1.372	(500)	-36,4%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(741)	(1.209)	468	-38,7%
Totale attività immobilizzate nette	**104.002**	**113.629**	**(9.627)**	**-8,5%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.022	11.378	644	5,7%
- rimanenze	3.334	3.555	(221)	-6,2%
- crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	(2.994)	(2.567)	(427)	-16,6%
- altre attività/(passività) correnti nette	(4.827)	(5.058)	231	-4,6%
- debiti commerciali	(13.419)	(12.363)	(1.056)	8,5%
Totale capitale circolante netto	**(5.884)**	**(5.055)**	**(829)**	**-16,4%**
Capitale investito lordo	**98.118**	**108.574**	**(10.456)**	**-9,6%**
Fondi diversi:				
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(3.687)	(3.677)	(10)	0,3%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(7.391)	(12.580)	5.189	-41,2%
Totale fondi diversi	**(11.078)**	**(16.257)**	**5.179**	**31,9%**
Attività nette possedute per la vendita	**1.488**	**221**	**1.267**	**-**
Capitale investito netto	**88.528**	**92.538**	**(4.010)**	**-4,3%**
Patrimonio netto complessivo	**51.145**	**52.832**	**(1.687)**	**-3,2%**
Indebitamento finanziario netto	**37.383**	**39.706**	**(2.323)**	**-5,9%**

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2014 a 89.844 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 8.655 milioni di euro. Tale decremento è originato essenzialmente dalla riclassifica ad attività destinate alla vendita, con particolare riferimento a quelle afferenti a Slovenské elektrárne, per 5.966 milioni di euro, dagli ammortamenti e perdite di valore rilevate nell'esercizio per 8.835 milioni di euro (di cui 2.108 milioni di euro relativi all'impairment effettuato sugli impianti di generazione da fonte convenzionale in Italia e 589 milioni di euro relativi ai diritti di sfruttamento dell'acqua di alcuni fiumi nella regione di Aysén in Cile), e dalle differenze cambio del periodo (negative per 917 milioni di euro), i cui effetti sono parzialmente compensati dagli investimenti dell'esercizio (6.701 milioni di euro).

L'*avviamento*, pari a 14.027 milioni di euro, presenta un decremento di 940 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. La variazione dell'esercizio è dovuta sostanzialmente alla perdita di valore rilevata a seguito dell'impairment test sulla CGU Enel Russia per 160 milioni di euro e alla riclassifica del goodwill di Slovenské elektrárne per 697 milioni di euro, poi oggetto di perdita di valore a seguito della valutazione effettuata in base al presumibile valore di realizzo. A tali fenomeni si aggiunge l'effetto dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle altre valute per circa 52 milioni di euro e il decremento dell'avviamento per cessioni di società, relativo in particolare a Enel Green Power France, più che compensato dalla rilevazione degli avviamenti conseguenti alle acquisizioni di Inversiones Gas Atacama e di Buffalo Dunes Wind Project.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 872 milioni di euro, in decremento di 500 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. Tale decremento risente delle acquisizioni di controllo delle società Inversiones Gas Atacama, Buffalo Dunes Wind Project ed Enel Green Power Solar Energy, precedentemente incluse in tale voce e ora consolidate con il metodo integrale, e delle cessioni dei pacchetti azionari detenuti nella società spagnola Tirme e nella società salvadoregna LaGeo. Inoltre, la voce risente anche degli impairment rilevati sulle partecipazioni in Centrales Hidroeléctricas de Aysén e sulle società a equity method detenute in Grecia ("Elica 2") per complessivi 177 milioni di euro. Gli effetti decrementativi di tali operazioni straordinarie sono stati parzialmente compensati dal risultato positivo di pertinenza del Gruppo conseguito dalle società.

Il saldo negativo delle *altre attività/passività non correnti nette* al 31 dicembre 2014 è pari a 741 milioni di euro, con un decremento di 468 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013 (negativo per 1.209 milioni di euro).

Tale variazione è imputabile principalmente ai seguenti fattori:

> incremento, pari a 667 milioni di euro, delle attività nette relative a derivati di cash flow hedge su cambi, il cui effetto è solo parzialmente compensato dal decremento del fair value netto degli analoghi strumenti di copertura su tassi;

> decremento registrato nel saldo netto dei risconti (36 milioni di euro) e nel valore delle altre partecipazioni (72 milioni di euro) inclusivo dell'adeguamento al fair value della partecipazione in Bayan Resources.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 5.884 milioni di euro al 31 dicembre 2014 con un incremento di 829 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

> incremento dei *crediti commerciali*, pari a 644 milioni di euro, prevalentemente dovuto ai maggiori crediti commerciali per maggiori vendite di combustibili, in particolare gas;

> decremento delle *rimanenze*, pari a 221 milioni di euro, in gran parte riferibile alle minori quantità in stock di combustibile nucleare per circa 202 milioni di euro;

> incremento dei *crediti netti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati* pari a 427 milioni di euro, conseguente all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia;

> incremento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 231 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
  - decremento degli altri crediti per 74 milioni di euro per effetto principalmente dei minori crediti per derivati su commodity;
  - calo dei crediti tributari netti per 170 milioni di euro, principalmente a seguito dei minori acconti versati nel 2014 da parte di Enel SpA;
  - decremento delle altre passività correnti per 224 milioni di euro per effetto dei maggiori debiti per dividendi da erogare a soci minoritari, anche in considerazione della diluizione nell'interessenza in Endesa;
  - maggiori attività finanziarie correnti nette per 251 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alla variazione positiva del fair value di strumenti derivati su commodity in parte compensata dalla variazione del fair value dei derivati su cambi;

> incremento dei *debiti commerciali*, pari a 1.056 milioni di euro.

I **fondi diversi**, pari a 11.078 milioni di euro, registrano un incremento di 5.179 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre ai seguenti fattori:

> decremento dei fondi rischi e oneri per 2.733 milioni di euro; tale variazione è prevalentemente ascrivibile alla riclassifica a passività destinate alla vendita del fondo per decommissioning nucleare sugli impianti slovacchi, al decremento del fondo contenzioso legale per effetto dell'accordo transattivo per la chiusura del contenzioso tra Enel Distribuzione e A2A, nonché agli utilizzi del fondo incentivo all'esodo in Italia e in Spagna, in quest'ultima in parte compensato dal nuovo piano di risoluzione volontaria anticipata del rapporto di lavoro;

> diminuzione della passività per imposte differite nette per 2.456 milioni di euro, relativa principalmente alla contabilizzazione delle imposte anticipate da parte di Enel Iberoamérica (già Enel Energy Europe) sui dividendi percepiti a seguito delle operazioni straordinarie dell'ultimo trimestre 2014 per 1.392 milioni di euro; a tale variazione si aggiungono gli effetti netti legati alla riclassifica delle imposte anticipate e differite delle società riclassificate tra le possedute per la vendita e le modifiche di aliquote fiscali intervenute nel 2014 in Spagna, Cile e Colombia, oltre agli effetti derivanti dall'eliminazione della Robin Hood Tax in Italia.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 1.488 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (221 milioni di euro al 31 dicembre 2013), includono le attività nette delle società Slovenské elektrárne, SE Hydropower e altre attività nette riferibili a società minori che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la loro classificazione in tale voce.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2014 è pari a 88.528 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.145 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.383 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2014, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,73 (0,75 al 31 dicembre 2013).

Analisi della struttura finanziaria del Gruppo

Indebitamento finanziario netto

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

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	7.022	7.873	(851)	-10,8%
- obbligazioni	39.749	41.483	(1.734)	-4,2%
- debiti verso altri finanziatori	1.884	1.549	335	21,6%
Indebitamento a lungo termine	*48.655*	*50.905*	*(2.250)*	*-4,4%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.701)	(4.965)	2.264	-45,6%
Indebitamento netto a lungo temine	45.954	**45.940**	14	-
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	824	1.750	(926)	-52,9%
- altri finanziamenti a breve verso banche	30	118	(88)	-74,6%
Indebitamento bancario a breve termine	*854*	*1.868*	*(1.014)*	*-54,3%*
Obbligazioni (quota a breve)	4.056	2.648	1.408	53,2%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	245	260	(15)	-5,8%
Commercial paper	2.599	2.202	397	18,0%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	457	119	338	-
Altri debiti finanziari a breve termine	166	45	121	-
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*7.523*	*5.274*	*2.249*	*42,6%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.566)	(2.976)	1.410	47,4%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(177)	(263)	86	32,7%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.654)	(1.720)	66	3,8%
Altri crediti finanziari a breve termine	(323)	(527)	204	38,7%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(13.228)	(7.890)	(5.338)	-67,7%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(16.948)*	*(13.376)*	*(3.572)*	*-26,7%*
Indebitamento netto a breve termine	**(8.571)**	**(6.234)**	**(2.337)**	**37,5%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**37.383**	**39.706**	**(2.323)**	**-5,9%**
Indebitamento finanziario "Attività possedute per la vendita"	**620**	**(10)**	**630**	-

L'**indebitamento finanziario netto**, pari a 37.383 milioni di euro al 31 dicembre 2014, subisce un decremento di 2.323 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013: in particolare, l'incremento di 14 milioni di euro dell'**indebitamento netto a lungo termine** è stato parzialmente compensato da un decremento dell'indebitamento netto a breve termine per 2.337 milioni di euro.

In particolare, i *finanziamenti bancari* a lungo termine, pari a 7.022 milioni di euro, evidenziano un calo di 851 milioni di euro principalmente dovuto:

- alla riclassifica dei finanziamenti detenuti da Slovenské elektrárne a fine esercizio 2014 tra le "attività possedute per la vendita" per 1.557 milioni di euro;
- al rimborso di linee di credito per 450 milioni di euro da parte di Slovenské elektrárne;
- al rimborso di finanziamenti BEI da parte di Enel Distribuzione per 266 milioni di euro;
- ai rimborsi effettuati da Endesa per 880 milioni di euro;
- ai rimborsi eseguiti da Enersis per un controvalore complessivo pari a 221 milioni di euro.

Tali effetti sono parzialmente compensati dal tiraggio dei finanziamenti di Enersis per un controvalore di 105 milioni di euro, dei finanziamenti BEI di Enel Green Power International per un valore di 150 milioni di euro e finanziamenti bancari per un valore di 153 milioni di euro, dei finanziamenti BEI di Enel Produzione per 150 milioni di euro, di Enel Green Power

542

Chile per un controvalore di 103 milioni di euro, di Enel Green Power Brasil per un controvalore di 217 milioni di euro, di Slovenské elektrárne per 855 milioni di euro e di Enel Green Power Messico per 77 milioni euro.

Le *obbligazioni*, pari a 39.749 milioni di euro registrano un decremento di 1.734 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente per effetto del rimborso di un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA nel 2007 pari a 1.000 milioni di euro, del rimborso di un prestito obbligazionario emesso da Enel Finance International pari a 1.250 milioni di dollari statunitensi, dei rimborsi di prestiti obbligazionari emessi da Enel Finance International pari a 762 milioni di euro e delle nuove emissioni effettuate nel corso del 2014, tra cui si evidenziano le emissioni di strumenti finanziari ibridi da parte di Enel SpA (1.000 milioni di euro a tasso fisso 5%, con scadenza 15 gennaio 2075 con opzione call al 15 gennaio 2020 e 500 milioni di sterline inglesi a tasso fisso 6,625%, con scadenza 15 settembre 2076 con opzione call al 15 settembre 2021).
Tali effetti sono parzialmente compensati dalla riclassifica nella parte a breve delle quote correnti riferite al prestito obbligazionario emesso da Enel Finance International nel 2011 pari a 1.195 milioni di euro e a prestiti obbligazionari emessi da Endesa pari a 480 milioni euro.

L'**indebitamento netto a breve termine** evidenzia una posizione creditoria di 8.571 milioni di euro al 31 dicembre 2014 e subisce un decremento di 2.337 milioni di euro rispetto a fine 2013, quale risultante di un decremento dei debiti bancari a breve termine per 1.014 milioni di euro (connesso essenzialmente a un decremento della quota a breve di linee di credito e finanziamenti bancari per un valore pari a circa 926 milioni di euro), delle minori disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 3.572 milioni di euro e dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 2.249 milioni di euro.
Si evidenzia, inoltre, che le commercial paper includono le emissioni effettuate in capo a Enel Finance International, Endesa Latinoamérica ed Endesa Capital per complessivi 2.599 milioni di euro. Infine, la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity risulta pari a 1.654 milioni di euro, mentre il valore dai cash collateral incassati dalle stesse controparti è pari a 457 milioni di euro.
Le *disponibilità e crediti finanziari a breve termine*, pari a 16.948 milioni di euro, subiscono un incremento di 3.572 milioni di euro rispetto a fine 2013, principalmente grazie all'incremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 5.338 milioni di euro e del decremento della quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine per 1.410 milioni di euro per i quali si rimanda al commento riportato alla Nota 27.1.

Tra le operazioni rilevanti effettuate nel corso del 2014 si evidenzia la rinegoziazione in data 24 aprile 2014, da parte di Enel SpA, di una linea di credito revolving bilaterale per un valore complessivo di 550 milioni di euro con scadenza nel 2016, che sostituisce la linea precedentemente siglata in data 18 luglio 2013, con scadenza luglio 2015, di ammontare pari a 400 milioni di euro.

Inoltre, nel contesto dell'ottimizzazione della gestione finanziaria e della gestione attiva delle scadenze e del costo del debito, Enel Finance International in data 28 ottobre 2014 ha riacquistato obbligazioni proprie garantite da Enel per un importo complessivo di circa 762 milioni di euro.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]	**7.900**	**9.768**	**(1.868)**
Cash flow da attività operativa	10.058	7.254	2.804
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(6.137)	(4.103)	(2.034)
Cash flow da attività di finanziamento	1.536	(4.598)	6.134
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(102)	(421)	319
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]	**13.255**	**7.900**	**5.355**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (9.726 milioni di euro al 1° gennaio 2013), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (42 milioni di euro al 1° gennaio 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (non presenti al 1° gennaio 2013).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (7.873 milioni di euro al 31 dicembre 2013), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (17 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (10 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Il *cash flow da attività operativa* nell'esercizio 2014 è pari a 10.058 milioni di euro, in incremento di 2.804 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente in conseguenza del minor fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto, il cui beneficio è stato solo parzialmente compensato dal decremento del risultato operativo.

Il *cash flow da attività di investimento/disinvestimento* nell'esercizio 2014 ha assorbito liquidità per 6.137 milioni di euro contro i 4.103 milioni di euro nel 2013. In particolare:

- gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 6.701 milioni di euro, si incrementano di 781 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente prevalentemente per effetto dell'incremento degli investimenti effettuati dalla Divisione Energie Rinnovabili;
- gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 73 milioni di euro e si riferiscono a business combination che hanno consentito di ottenere il controllo di alcune società. Tra queste si segnalano l'acquisizione dell'ulteriore 50% di Inversiones Gas Atacama, l'acquisizione dell'ulteriore 26% di Buffalo Dunes (a valle della quale la società risulta ora detenuta nella misura del 75%), l'acquisizione del 100% di Aurora Distributed Solar, nonché l'acquisizione dell'ulteriore 50% di Enel Green Power Solar Energy;
- le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 312 milioni di euro e si riferiscono alla cessione del 100% di Enel Green Power France, all'incasso del conguaglio prezzo derivante dalla cessione nel 2013 della società Artic Russia, alla cessione di Construcciones y Proyectos Los Maitenes, nonché alla cessione di alcune società minori della Divisione Energie Rinnovabili;
- la liquidità generata dalle altre attività di investimento, pari a 325 milioni di euro, è riferita alla cessione del pacchetto azionario (36,2%) detenuto in LaGeo, alla cessione della partecipazione detenuta in Tirme, all'acquisizione del 100% e successiva cessione di una quota del 50%, di Osage Wind, nonché ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il *cash flow da attività di finanziamento* ha generato liquidità per complessivi 1.536 milioni di euro rispetto a un assorbimento di liquidità registrato nel 2013 per 4.598 milioni di euro. In particolare, l'effetto positivo derivante dalle nuove emissioni di strumenti ibridi e dagli incassi netti legati alla cessione/acquisizione di minoranze azionarie è stato solo parzialmente compensato dal fabbisogno connesso al pagamento dei dividendi alle minoranze azionarie del Gruppo. In particolare, le operazioni su non controlling interest hanno riguardato:

- l'acquisizione dell'ulteriore quota del 15,18% della società brasiliana Coelce (180 milioni di euro);
- l'acquisizione dell'ulteriore quota del 39% (321 milioni di euro) di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel;
- l'acquisto delle interessenze di terzi pari al 4,81% (659 milioni di euro inclusivo di oneri accessori) di Enersis a seguito della cessione effettuata da Endesa a Enel Energy Europe (oggi Enel Iberoamérica) delle quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (oggi Enel Latinoamérica) e del 20,3% di Enersis stessa;
- la cessione del 21,92% di Endesa attraverso un'offerta pubblica di vendita (3.087 milioni di euro al netto degli oneri accessori all'operazione).

Il *cash flow generato dall'attività operativa* per 10.058 milioni di euro e quello generato dall'attività finanziaria per 1.536 milioni di euro hanno ampiamente fronteggiato il fabbisogno legato all'attività di investimento, pari a 6.137 milioni di euro. La differenza trova riscontro nell'incremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2014 risultano pari a 13.255 milioni di euro a fronte di 7.900 milioni di euro di fine 2013. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei tassi di cambio pari a 102 milioni di euro.

Risultati economici per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due periodi messi a confronto, tenuto conto del modello operativo adottato dal Gruppo citato in precedenza. Come già evidenziato nel paragrafo "Sintesi dei risultati", talune modifiche ai princípi contabili di riferimento IFRS-EU utilizzati dal Gruppo applicabili dal 1° gennaio 2014 in via retrospettiva, hanno comportato la rideterminazione, ai soli fini comparativi, dei risultati economici relativi al 2013, delle Divisioni e aree di attività del Gruppo. Si segnala inoltre che tali modifiche hanno generato coerenti rettifiche nei dati operativi delle medesime Divisioni e aree di attività, ove impattate, relativi allo stesso periodo del 2013.

Risultati per area di attività del 2014 e del 2013

Risultati 2014 (1)

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	15.116	18.908	3.618	30.412	4.920	2.662	155	75.791
Ricavi intersettoriali	110	3.698	3.748	135	358	259	(8.308)	-
Totale ricavi	**15.226**	**22.606**	**7.366**	**30.547**	**5.278**	**2.921**	**(8.153)**	**75.791**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(34)	(146)	-	(115)	(5)	76	(1)	(225)
Margine operativo lordo	**1.081**	**1.163**	**3.979**	**6.294**	**1.204**	**1.938**	**98**	**15.757**
Ammortamenti e perdite di valore	626	2.702	1.036	3.505	3.886	814	101	12.670
Risultato operativo	**455**	**(1.539)**	**2.943**	**2.789**	**(2.682)**	**1.124**	**(3)**	**3.087**
Investimenti	**111**	**285**	**996**	**2.602**	**936**	**1.658**	**113**	**6.701**

(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.

Risultati 2013 restated (1) (2)

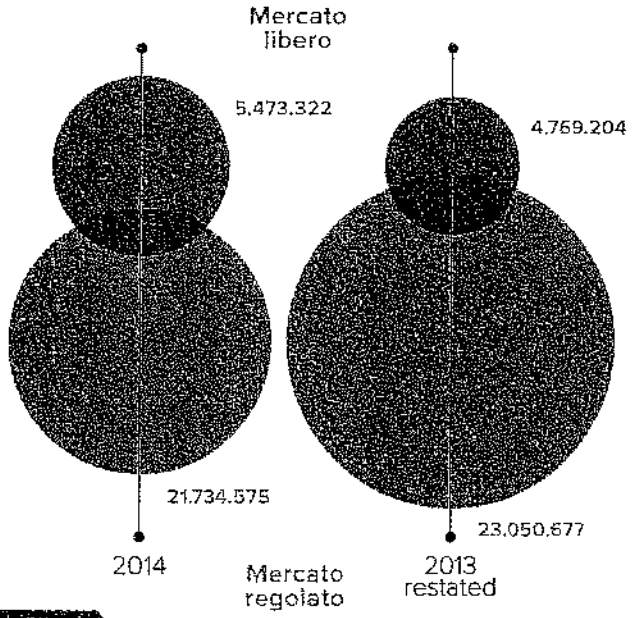
Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.704	18.758	3.669	30.563	5.662	2.281	1.026	78.663
Ricavi intersettoriali	217	4.040	4.029	111	634	488	(9.519)	-
Totale ricavi	**16.921**	**22.798**	**7.698**	**30.674**	**6.296**	**2.769**	**(8.493)**	**78.663**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
Margine operativo lordo	**866**	**1.084**	**4.008**	**6.638**	**1.293**	**1.780**	**1.022**	**16.691**
Ammortamenti e perdite di valore	504	591	980	2.871	1.316	575	114	6.951
Risultato operativo	**362**	**493**	**3.028**	**3.767**	**(23)**	**1.205**	**908**	**9.740**
Investimenti	**99**	**313**	**1.046**	**2.160**	**924**	**1.294** (3)	**84**	**5.920**

(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 sono stati rideterminati (restated) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11.
(3) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

545

1 Mercato

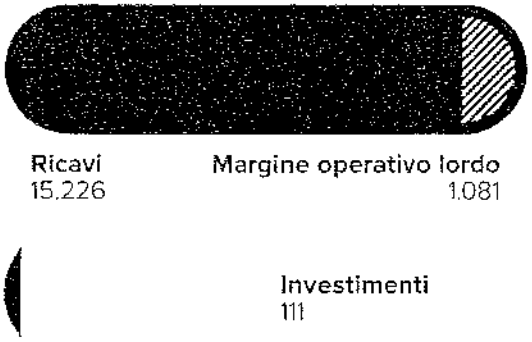
Numero medio clienti energia elettrica



Numero medio clienti gas naturale



Risultati economici **2014** (milioni di euro)



Dati operativi

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	**2014**	2013 restated	2014-2013	
Mercato libero:				
- clienti mass market	25.148	25.913	(765)	-3,0%
- clienti business [1]	10.742	9.265	1.477	15,9%
- clienti in regime di salvaguardia	1.479	1.721	(242)	-14,1%
Totale mercato libero	**37.369**	**36.899**	**470**	**1,3%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	49.734	54.827	(5.093)	-9,3%
TOTALE	**87.103**	**91.726**	**(4.623)**	**-5,0%**

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

546

Numero medio clienti

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato libero:				
- clienti mass market	5.387.579	4.693.080	694.499	14,8%
- clienti business [1]	51.215	38.566	12.649	32,8%
- clienti in regime di salvaguardia	34.528	37.558	(3.030)	-8,1%
Totale mercato libero	**5.473.322**	**4.769.204**	**704.118**	**14,8%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	21.734.575	23.050.677	(1.316.102)	-5,7%
TOTALE	**27.207.897**	**27.819.881**	**(611.984)**	**-2,2%**

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

L'energia venduta nel 2014 è pari a 87.103 milioni di kWh, in diminuzione di 4.623 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. In particolare, il decremento delle vendite sul mercato regolato, connesso essenzialmente al continuo passaggio dei clienti al mercato libero, è stato solo parzialmente compensato dalle maggiori quantità intermediate ai clienti business.

Clienti e vendite di gas naturale

	2014	2013 restated	2014-2013	
Vendita di gas naturale (milioni di m³):				
- clienti mass market [1]	2.937	3.394	(457)	-13,5%
- clienti business	559	707	(148)	-20,9%
Totale vendite	**3.496**	**4.101**	**(605)**	**-14,8%**
Numero medio clienti	**3.470.692**	**3.245.996**	**224.696**	**6,9%**

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel 2014 è pari a 3.496 milioni di metri cubi, con un decremento di 605 milioni di metri cubi (pari al -14,8%) rispetto all'esercizio precedente, che si riferisce a tutte le tipologie di clienti e riflette, principalmente, il contesto economico negativo in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi	15.226	16.921	(1.695)	-10,0%
Margine operativo lordo	1.081	866	215	24,8%
Risultato operativo	455	362	93	25,7%
Investimenti	111	99	12	12,1%

I ricavi del 2014 ammontano a 15.226 milioni di euro, registrando un decremento di 1.695 milioni di euro rispetto al 2013 (-10,0%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

- minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 1.055 milioni di euro, connessi essenzialmente al calo delle quantità vendute (-5,1 TWh), nonché alla riduzione dei ricavi tariffari relativi alle componenti a copertura dei costi di generazione. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dai maggiori ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione e dall'impatto positivo, pari a 109 milioni di euro, della rilevazione di partite pregresse, sostanzialmente relative a perequazioni acquisti dell'esercizio precedente;

54

- minori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 359 milioni di euro, sostanzialmente connessi alle minori quantità vendute in particolar modo al segmento di clienti mass market;
- minori ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 293 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del calo dei prezzi medi di vendita applicati ai diversi portafogli di clientela, nonché alla rilevazione di partite pregresse negative conseguenti al riallineamento dei volumi comunicati dall'operatore della rete di trasmissione nazionale. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle maggiori quantità vendute (+0,5 TWh).

Il **margine operativo lordo** del 2014 si attesta a 1.081 milioni di euro, registrando un incremento di 215 milioni di euro rispetto al 2013 (+24,8%). In particolare, la variazione è riferibile:

- a un aumento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 239 milioni di euro, prevalentemente dovuto alla crescita della marginalità unitaria su entrambe le commodity, parzialmente compensata dai maggiori costi operativi legati alla acquisizione e gestione della clientela;
- alla riduzione del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica per 24 milioni di euro, sostanzialmente da riferire ai minori servizi resi alle società della Divisione Infrastrutture e Reti; tale effetto è solo parzialmente compensato dall'incremento del margine energia per 39 milioni di euro, pur in presenza di minori quantità vendute, e dalla riduzione di taluni costi operativi.

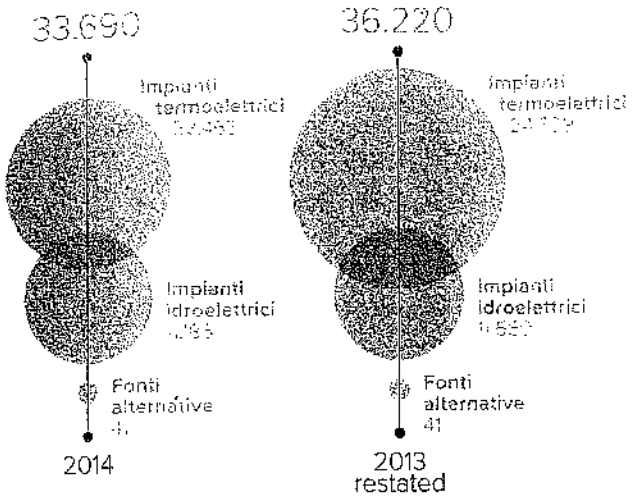
Il **risultato operativo** del 2014, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 626 milioni di euro (504 milioni di euro nel 2013), è pari a 455 milioni di euro, registrando un incremento di 93 milioni di euro rispetto al 2013 che riflette in misura prevalente l'andamento del margine operativo lordo e le maggiori perdite di valore su crediti commerciali per 111 milioni di euro.

Investimenti

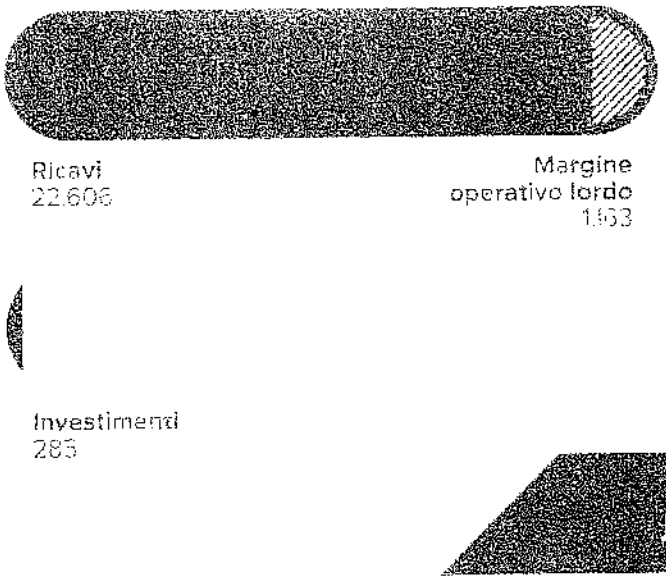
Gli **investimenti** ammontano a 111 milioni di euro e sono sostanzialmente in linea con il 2013 (99 milioni di euro).

2 Generazione ed Energy Management

Potenza efficiente netta installata (MW)



Risultati economici **2014** (milioni di euro)



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Termoelettrica	42.528	42.728	(200)	-0,5%
Idroelettrica	15.861	16.612	(751)	-4,5%
Altre fonti	8	9	(1)	-11,1%
Totale produzione netta	**58.397**	**59.349**	**(952)**	**-1,6%**
- di cui Italia	*57.707*	*57.976*	*(269)*	*-0,5%*
- di cui Belgio	*690*	*1.373*	*(683)*	*-49,7%*

Nel 2014, la produzione netta di energia elettrica dell'Area Generazione ed Energy Management ammonta a 58.397 milioni di kWh, registrando un decremento dell'1,6% rispetto al 2013. La minore produzione idroelettrica (-751 milioni di kWh) è riferibile essenzialmente alla variazione di perimetro di SE Hydropower (-1.451 milioni di kWh) avvenuta a seguito del cambio della governance della società che ne ha comportato la perdita del controllo e il conseguente cambiamento del metodo di consolidamento da integrale a proporzionale (in quanto rientrante nella fattispecie di joint operation), i cui effetti negativi sono stati solo parzialmente compensati dalla maggiore produzione idroelettrica (+700 milioni di kWh) connessa alle migliori condizioni di idraulicità del periodo.

La produzione termoelettrica in Italia evidenzia un incremento di 483 milioni di kWh, da ricondurre alla buona performance degli impianti a carbone; in Belgio, per contro, si registra una minore produzione dell'impianto di Marcinelle Energie (-683 milioni di kWh), che gestito, fino a tutto il 2014, attraverso un tolling agreement, ha risentito del trend non favorevole del mercato nordeuropeo.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2014		2013 restated		2014-2013	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	475	1,0%	426	0,9%	49	11,5%
Olio combustibile leggero (S<0,25%)	24	0,1%	165	0,4%	(141)	-85,5%
Totale olio combustibile	*499*	*1,1%*	*591*	*1,3%*	*(92)*	*-15,6%*
Gas naturale	7.761	16,9%	9.616	20,9%	(1.855)	-19,3%
Carbone	37.146	80,9%	35.106	76,3%	2.040	5,8%
Altri combustibili	498	1,1%	696	1,5%	(198)	-28,4%
TOTALE	**45.904**	**100,0%**	**46.009**	**100,0%**	**(105)**	**-0,2%**

La produzione termoelettrica lorda del 2014 si attesta a 45.904 milioni di kWh, registrando un calo di 105 milioni di kWh (-0,2%) rispetto al 2013. La riduzione, che ha riguardato tutte le principali tipologie di combustibili a eccezione del carbone, è sostanzialmente connessa alla minor competitività della generazione convenzionale nel mix produttivo nel mercato italiano, in un contesto di diminuzione del fabbisogno di energia elettrica conseguente al rallentamento dell'economia nazionale.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Impianti termoelettrici [1]	22.463	24.629	(2.166)	-8,8%
Impianti idroelettrici	11.186	11.550	(364)	-3,2%
Impianti con fonti alternative	41	41	-	-
Totale	**33.690**	**36.220**	**(2.530)**	**-7,0%**

(1) Di cui 5.460 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (3.631 MW al 31 dicembre 2013).

La potenza efficiente netta nel 2014 si attesta a 33.690 MW e registra una riduzione di 2.530 MW rispetto all'esercizio precedente.
Si segnala, infine, che la maggiore indisponibilità degli impianti per aspetti tecnici di lunga durata è connessa principalmente alle ulteriori richieste, ai Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico, di disattivazione di unità di produzione del parco di generazione, ai sensi della legge n. 290 del 27 ottobre 2003.

Risultati economici

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi	22.606	22.798	(192)	-0,8%
Margine operativo lordo	1.163	1.084	79	7,3%
Risultato operativo	(1.539)	493	(2.032)	-
Investimenti	285	313	(28)	-8,9%

I ricavi del 2014 ammontano a 22.606 milioni di euro, registrando un decremento di 192 milioni di euro (-0,8%) rispetto al 2013. Tale decremento è prevalentemente riconducibile ai seguenti fattori:

- minori ricavi da vendita di energia elettrica per 2.685 milioni di euro. In particolare, la riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (3.713 milioni di euro), connessa ai minori volumi prodotti in un contesto di mercato di prezzi medi di vendita più bassi, è stata solo parzialmente compensata dall'incremento dei ricavi per vendite di energia elettrica ad altri rivenditori nazionali (904 milioni di euro), nonché dai maggiori ricavi da ven-

550

dita di energia elettrica alle altre società del Gruppo e in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali (149 milioni di euro);

- minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 811 milioni di euro, correlati essenzialmente alle minori quantità intermediate (-4,3 TWh);
- maggiori ricavi per trading di combustibili pari a 2.392 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili al maggior volume intermediato di gas naturale (2.433 milioni di euro);
- proventi relativi alla rimisurazione al fair value delle attività e passività di SE Hydropower (per 50 milioni di euro), nella misura corrispondente alla quota di partecipazione detenuta dal Gruppo nella società, conseguente alla perdita del controllo avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance a partire dal 1° gennaio 2014; tali proventi sono stati solo parzialmente compensati dalla minore contribuzione della società ai ricavi dell'Area, per 62 milioni di euro, conseguente al già citato cambiamento del metodo di consolidamento;
- maggiori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO_2 e di certificati verdi per complessivi 848 milioni di euro, a seguito rispettivamente dei maggiori volumi intermediati (per una maggiore volatilità del mercato) e di una strategia di ottimizzazione del portafoglio.

Il **margine operativo lordo** del 2014 si attesta a 1.163 milioni di euro registrando un incremento di 79 milioni di euro (+7,3%) rispetto ai 1.084 milioni di euro registrati nel 2013. Tale variazione è riconducibile:

- all'incremento del margine da vendita e trading di gas naturale e altre commodity per 170 milioni di euro;
- al citato provento, per 50 milioni di euro, di rimisurazione al fair value delle attività e passività di SE Hydropower, parzialmente compensato dal minor margine conseguente alla variazione di perimetro di consolidamento della società (29 milioni di euro);
- al decremento del margine di generazione per 72 milioni di euro, riferibile essenzialmente al calo dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dal miglior mix di generazione dovuto alle migliori condizioni di idraulicità e dal maggior margine realizzato sui certificati verdi;
- ai maggiori costi operativi, nonché all'effetto netto negativo della componente valutativa degli strumenti di copertura del rischio commodity in essere a fine periodo.

Il **risultato operativo** negativo per 1.539 milioni di euro rileva un decremento di 2.032 milioni di euro rispetto ai 493 milioni di euro registrati nel 2013. Tale andamento risente delle maggiori perdite di valore rilevate che sono solo parzialmente compensate da minori ammortamenti sostanzialmente rilevati a seguito della revisione della vita utile di taluni impianti. In particolare, le perdite di valore rilevate nel 2014 a seguito dell'impairment test sulla CGU Enel Produzione, pari a 2.108 milioni di euro, è da addebitare al perdurare del contesto di crisi economica in Italia e ai riflessi negativi della stessa sul settore della generazione elettrica da fonti tradizionali.

Investimenti

Milioni di euro

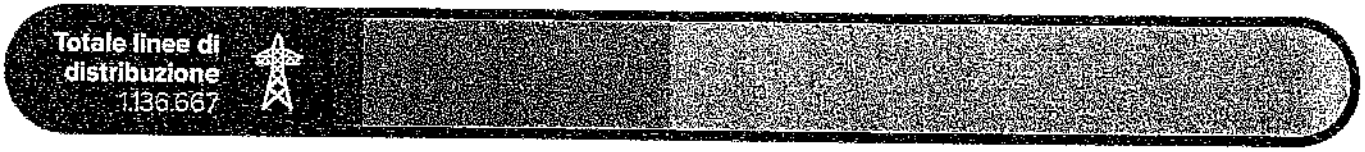
	2014	2013 restated	2014-2013	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	187	210	(23)	-11,0%
- idroelettrici	69	71	(2)	-2,8%
- con fonti energetiche alternative	1	5	(4)	-80,0%
Totale impianti di produzione	**257**	**286**	**(29)**	**-10,1%**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	28	27	1	3,7%
TOTALE	285	313	(28)	-8,9%

Gli **investimenti** ammontano a 285 milioni di euro, di cui 257 milioni di euro in impianti di produzione. I principali investimenti del 2014 riguardano la prosecuzione di attività di costruzione o refurbishment di impianti termoelettrici per 187 milioni di euro, tra cui si segnalano la realizzazione del nuovo impianto di Porto Empedocle, diverse attività presso l'impianto di Brindisi e Torrevaldaliga Nord, nonché altri interventi agli impianti di Soverzene e Gerosa.

551

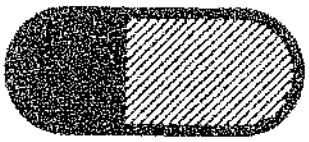
3 Infrastrutture e Reti

Rete di distribuzione di energia elettrica (km)



Linee alta tensione	Linee media tensione	Linee bassa tensione
20	350.358	786.289

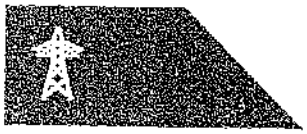
Risultati economici **2014** (milioni di euro)



Ricavi	Margine operativo lordo
7.366	3.979



Investimenti
996



Dati operativi

Rete di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2014	2013 restated	2014-2013	
Linea alta tensione a fine esercizio (km)	20	-	20	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	350.358	349.386	972	0,3%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	786.289	782.624	3.665	0,5%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.136.667**	**1.132.010**	**4.657**	**0,4%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)(1)	**221.850**	**228.918**	**(7.068)**	**-3,1%**

(1) Il dato del 2013 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità.

La consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica nel 2014 registra un incremento di 4.657 km, dovuto essenzialmente alle nuove connessioni dei clienti, sia finali sia dei produttori, alle reti di distribuzione, che comunque hanno risentito di un rallentamento rispetto al 2013. L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2014 si attesta a 221.850 milioni di kWh, registrando un decremento del 3,1% rispetto al periodo precedente, risentendo del calo della domanda nel mercato domestico.

Risultati economici

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi	7.366	7.698	(332)	-4,3%
Margine operativo lordo	3.979	4.008	(29)	-0,7%
Risultato operativo	2.943	3.028	(85)	-2,8%
Investimenti	996	1.046	(50)	-4,8%

I **ricavi** del 2014 ammontano a 7.366 milioni di euro, con un decremento di 332 milioni di euro (-4,3%) rispetto a quanto registrato nell'esercizio precedente. Tale variazione è connessa essenzialmente:

> alla rilevazione di conguagli e revisioni di stime effettuate nei precedenti esercizi per 224 milioni di euro;

> a minori contributi di allacciamento per 100 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del sopracitato calo degli allacci effettuati rispetto al precedente esercizio;

> alla riduzione dei ricavi tariffari per 96 milioni, riferibile sostanzialmente all'iscrizione nel 2013 del meccanismo di perequazione contributi di allacciamento (delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI n. 607/2013), nonché alla diminuzione delle quantità trasportate. Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'aumento delle tariffe di distribuzione a seguito della sopra citata delibera;

> a maggiori ricavi per 81 milioni di euro per contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico (CCSE) per la vendita dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

Il **margine operativo lordo** ammonta a 3.979 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 29 milioni di euro (-0,7%) sostanzialmente riconducibile:

> al decremento del margine energia per 235 milioni di euro che risente:
  - delle già citate partite pregresse;
  - dell'effetto derivante dall'iscrizione nell'esercizio precedente del meccanismo di perequazione contributi di allacciamento;
  - delle minori quantità trasportate.

  Tali effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento delle tariffe di distribuzione e dei contributi da CCSE;

> al minor margine sulle connessioni di nuovi clienti per 103 milioni di euro;

> a un miglioramento del margine realizzato sui TEE per 268 milioni di euro dovuto al meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei titoli stessi a seguito delle novità introdotte in materia dalla delibera n. 13/2014 dell'AEEGSI;

> all'adeguamento positivo del fondo rischi e oneri per 63 milioni di euro, effettuato nei primi mesi del 2014 a seguito dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche che ha previsto il pagamento da parte di Enel Distribuzione ad A2A Reti Elettriche di 89 milioni di euro con la rinuncia da parte di quest'ultima a qualsiasi ulteriore pretesa.

Il **risultato operativo**, tenuto conto di ammortamenti e perdite di valore per 1.036 milioni di euro (980 milioni di euro nel 2013), si attesta a 2.943 milioni di euro, registrando un decremento di 85 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-2,8%). Tale andamento è da ricondurre sostanzialmente alle maggiori perdite di valore di crediti commerciali per 46 milioni di euro.

Investimenti

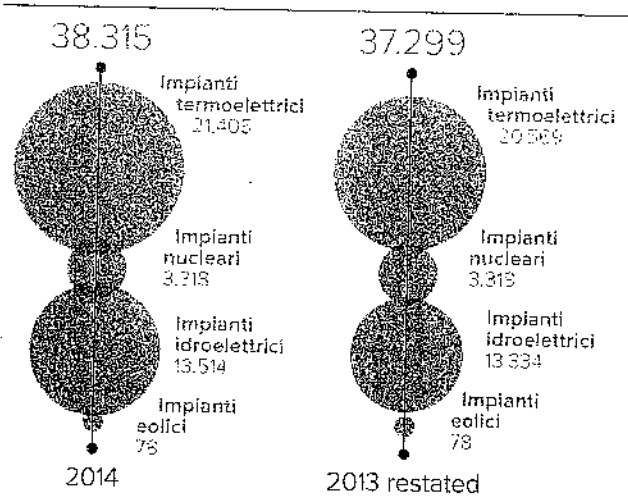
Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Reti di distribuzione di energia elettrica	996	997	(1)	-0,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	-	49	(49)	-
Totale	**996**	**1.046**	**(50)**	**-4,8%**

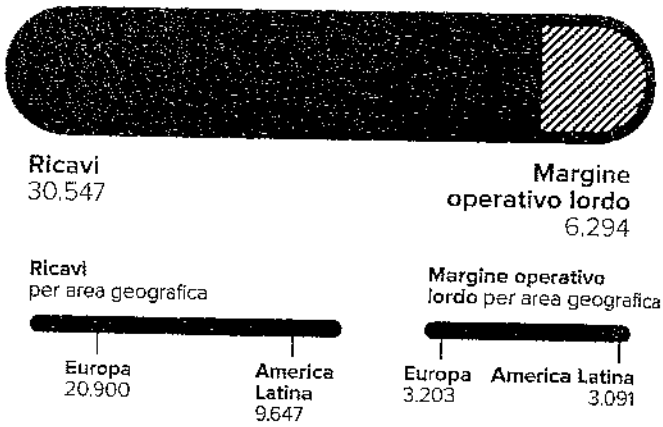
Gli **investimenti** del 2014 ammontano a 996 milioni di euro, registrando un decremento di 50 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; tale decremento è riferito principalmente a minori investimenti per connessioni a clienti finali e produttori, solo parzialmente compensato dai maggiori investimenti in qualità del servizio.

4 Iberia e America Latina

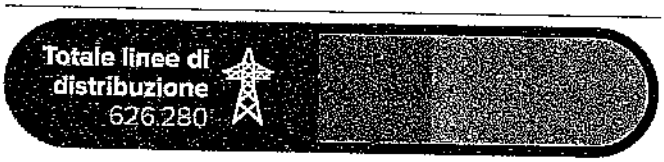
Potenza efficiente netta installata (MW)



Risultati economici **2014** (milioni di euro)



Rete di distribuzione di energia elettrica (km)



Linee alta tensione	Linee media tensione	Linee bassa tensione
31.686	272.644	321.950

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Termoelettrica	62.283	63.472	(1.189)	-1,9%
Nucleare	24.762	25.892	(1.130)	-4,4%
Idroelettrica	42.777	40.379	2.398	5,9%
Eolica	158	145	13	9,0%
Totale produzione netta	**129.980**	**129.888**	**92**	**0,1%**
- di cui Penisola Iberica	*69.681*	*68.439*	*1.242*	*1,8%*
- di cui Argentina	*14.390*	*15.743*	*(1.353)*	*-8,6%*
- di cui Brasile	*5.225*	*4.992*	*233*	*4,7%*
- di cui Cile	*18.063*	*19.438*	*(1.375)*	*-7,1%*
- di cui Colombia	*13.559*	*12.747*	*812*	*6,4%*
- di cui Perù	*9.062*	*8.529*	*533*	*6,2%*

La produzione netta della Divisione è pari a 129.980 milioni di kWh, con un incremento di 92 milioni di kWh rispetto all'esercizio 2013.
In particolare, nel 2014 la produzione netta nella Penisola iberica subisce un incremento di 1.242 milioni di kWh (+1,8%) per effetto della maggiore produzione termoelettrica (+9,4%), solo parzialmente compensata dalla minore produzione nucleare e idroelettrica, a seguito quest'ultima della maggiore idraulicità del precedente esercizio. In America Latina, viceversa, la produzione netta di energia elettrica registra un calo di 1.150 milioni di kWh, prevalentemente per effetto della minore produzione termoelettrica in Argentina e Cile, in particolare per il fermo dell'impianto di Bocamina II, solo in parte compensata dalla maggiore produzione idroelettrica in Cile e Colombia per le migliori condizioni idrologiche.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2014		2013 restated		2014-2013	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	7.050	7,7%	7.789	8,4%	(739)	-9,5%
Gas naturale	24.541	26,9%	24.233	26,2%	308	1,3%
Carbone	27.958	30,7%	27.154	29,3%	804	3,0%
Combustibile nucleare	25.776	28,3%	26.983	29,2%	(1.207)	-4,5%
Altri combustibili	5.831	6,4%	6.400	6,9%	(569)	-8,9%
Totale	**91.156**	**100,0%**	**92.559**	**100,0%**	**(1.403)**	**-1,5%**

La produzione termica lorda della Divisione nel 2014 è pari a 91.156 milioni di kWh e registra un decremento di 1.403 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente (-1,5%), principalmente per effetto del minore utilizzo del combustibile nucleare e dell'olio, i cui effetti sono solo in parte compensati dall'incremento della produzione da carbone e gas naurale.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Impianti termoelettrici	21.405	20.569	836	4,1%
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Impianti idroelettrici	13.514	13.334	180	1,3%
Impianti eolici	78	78	-	-
Totale potenza efficiente netta	**38.315**	**37.299**	**1.016**	**2,7%**
- di cui Penisola iberica	*21.713*	*21.699*	*14*	*0,1%*
- di cui Argentina	*4.403*	*4.403*	-	-
- di cui Brasile	*976*	*977*	*(1)*	*-0,1%*
- di cui Cile	*6.286*	*5.521*	*765*	*13,9%*
- di cui Colombia	*3.012*	*2.878*	*134*	*4,7%*
- di cui Perù	*1.925*	*1.821*	*104*	*5,7%*

La potenza efficiente netta installata al 31 dicembre 2014 è pari a 38.315 MW e registra un incremento di 1.016 MW rispetto alla fine del 2013; tale variazione include l'effetto derivante dall'acquisizione di Inversiones Gas Atacama che ha permesso il consolidamento dell'impianto termoelettrico di 781 MW situato nel deserto di Atacama.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2014	2013 restated	2014-2013	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	31.686	31.428	258	0,8%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	272.644	270.409	2.235	0,8%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	321.950	329.419	(7.469)	-2,3%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**626.280**	**631.256**	**(4.976)**	**-0,8%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**159.512**	**159.704**	**(192)**	**-0,1%**
- di cui Penisola iberica	*96.404*	*98.456*	*(2.052)*	*-2,1%*
- di cui Argentina	*14.980*	*14.953*	*27*	*0,2%*
- di cui Brasile	*19.982*	*18.799*	*1.183*	*6,3%*
- di cui Cile	*13.257*	*13.030*	*227*	*1,7%*
- di cui Colombia	*8.225*	*8.010*	*215*	*2,7%*
- di cui Perù	*6.664*	*6.456*	*208*	*3,2%*

Al 31 dicembre 2014, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione Iberia e America Latina registra un decremento di 4.976 km, con una variazione particolarmente significativa nelle linee di bassa tensione di Spagna, in parte compensata dalla crescita della rete infrastrutturale dei Paesi latinoamericani.
L'energia trasportata nel 2014 è pari a 159.512 milioni di kWh e registra un decremento di 192 milioni di kWh riflettendo i diversi andamenti della domanda di energia elettrica nelle due aree coperte dalla Divisione, che presentano un calo della domanda nella Penisola iberica e una crescita nei Paesi latinoamericani e in particolar modo in Brasile e Colombia.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato libero	99.819	101.806	(1.987)	-2,0%
Mercato regolato	57.217	55.565	1.652	3,0%
Totale	**157.036**	**157.371**	**(335)**	**-0,2%**
- di cui Penisola iberica	*93.928*	*96.123*	*(2.195)*	*-2,3%*
- di cui Argentina	*14.980*	*14.953*	*27*	*0,2%*
- di cui Brasile	*19.982*	*18.799*	*1.183*	*6,3%*
- di cui Cile	*13.257*	*13.030*	*227*	*1,7%*
- di cui Colombia	*8.225*	*8.010*	*215*	*2,7%*
- di cui Perù	*6.664*	*6.456*	*208*	*3,2%*

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2014 sono pari a 157.036 milioni di kWh, registrando un decremento di 335 milioni di kWh rispetto al 2013. La riduzione delle quantità vendute nella Penisola iberica (-2.195 milioni di kWh) a seguito del perdurare della crisi economica è stata infatti solo in parte compensata dalle maggiori quantità vendute in America Latina (+1.860 milioni di kWh) conseguenti all'aumento della domanda di energia elettrica, particolarmente significativa in Brasile e Colombia.

Risultati economici

Milioni di euro	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi	30.547	30.674	(127)	-0,4%
Margine operativo lordo	6.294	6.638	(344)	-5,2%
Risultato operativo	2.789	3.767	(978)	-26,0%
Investimenti	2.602	2.160	442	20,5%

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		
	2014	2013 restated	2014-2013	2014	2013 restated	2014-2013	2014	2013 restated	2014-2013
Europa	20.900	21.123	(223)	3.203	3.195	8	1.240	1.382	(142)
America Latina	9.647	9.551	96	3.091	3.443	(352)	1.549	2.385	(836)
Totale	**30.547**	**30.674**	**(127)**	**6.294**	**6.638**	**(344)**	**2.789**	**3.767**	**(978)**

I **ricavi** del 2014 registrano una riduzione di 127 milioni di euro, per effetto di:

> minori ricavi in Europa per 223 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
- al calo della domanda di energia elettrica che ha inciso negativamente sui volumi generati e venduti sul mercato finale, in un contesto di minori prezzi medi di vendita all'ingrosso e sui mercati finali;
- al decremento dei ricavi da trasporto di gas naturale per minori prezzi di vendita.

Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori contributi ricevuti a fronte della generazione nell'area extrapeninsulare (217 milioni di euro) derivanti dall'effetto netto tra i maggiori contributi riconosciuti in virtù di alcune modifiche al quadro di riferimento normativo e regolatorio spagnolo e i minori contributi ottenuti a fronte del calo della produzione;

> maggiori ricavi in America Latina per 96 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
- alla variazione di perimetro relativa all'acquisizione dell'ulteriore 50% della società Gas Atacama (150 milioni di euro) attraverso la quale è stato acquisito il controllo della società e conseguentemente consolidati integralmente i dati a essa relativi;
- agli incrementi tariffari applicati in diversi Paesi dell'America Latina e soprattutto nell'ambito delle società di distribuzione in Brasile;
- ai maggiori ricavi legati all'incremento dei ricavi di vendita di energia in particolare in Colombia e Perù per maggiori volumi intermediati e per prezzi medi di vendita più elevati;
- all'andamento sfavorevole dei tassi di cambio tra le monete locali e l'euro, con un impatto negativo complessivamente pari a 1.208 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 6.294 milioni di euro e registra un decremento di 344 milioni di euro (-5,2%) rispetto al 2013, a seguito di:

> un incremento del margine operativo lordo in Europa per 8 milioni di euro, da riferire essenzialmente al miglior margine sulle attività regolate (prevalentemente attribuibile alla generazione nel territorio extrapeninsulare), il cui effetto è compensato dalla riduzione del margine sulle attività liberalizzate e dagli oneri rilevati nel 2014 a fronte dell'introduzione di un nuovo piano di cessazione anticipata e volontaria del rapporto di lavoro;

> un decremento del margine operativo lordo in America Latina per 352 milioni di euro, riferibile essenzialmente:
- all'effetto cambio, complessivamente pari a 294 milioni di euro, sostanzialmente compensato dal miglioramento dei margini derivante dai maggiori volumi prodotti in un regime di prezzi crescenti;
- ai maggiori costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, dovuti in particolare al fermo della centrale Bocamina II in Cile, che ha costretto il Gruppo a ricorrere in misura maggiore al mercato spot e pool per soddisfare la domanda dei propri clienti;
- ai maggiori costi operativi sostenuti in Argentina per

557

far fronte ai disservizi causati dall'emergenza di calore registratasi nei primi mesi del 2014, nonché ai minori contributi ricevuti da Edesur per il *Mecanismo de Monitoreo de Costos* rispetto al precedente esercizio.

Il **risultato operativo** del 2014 è pari a 2.789 milioni di euro ed evidenzia rispetto al 2013 un decremento di 978 milioni di euro in linea con la variazione del margine operativo lordo. In particolare, le maggiori perdite di valore del 2014 includono l'effetto dell'impairment sui diritti di acqua detenuti da Endesa Chile per lo sfruttamento delle risorse idriche nella regione di Aysén rilevato a seguito dell'incertezza nella prosecuzione del progetto a seguito di alcuni vincoli legali e procedurali (589 milioni di euro), nonché la svalutazione di alcune concessioni minori detenute dal Gruppo in Portogallo e Spagna (per complessivi 66 milioni di euro).

Investimenti

Milioni di euro

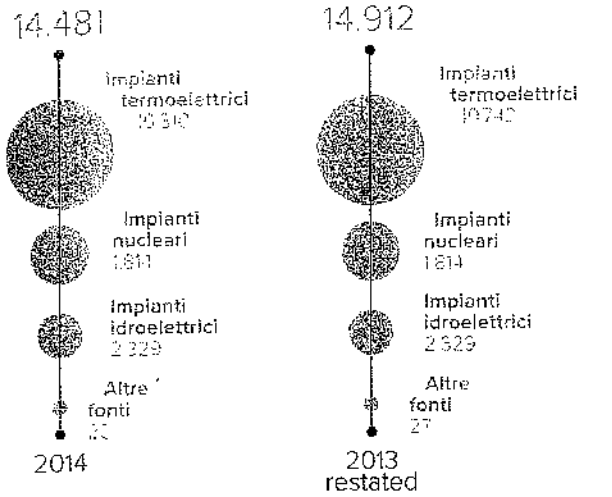
	2014	2013 restated	2014-2013	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	508	326	182	55,8%
- idroelettrici	385	366	19	5,2%
- nucleari	138	128	10	7,8%
- con fonti energetiche alternative	4	-	4	-
Totale impianti di produzione	**1.035**	**820**	215	**26,2%**
Reti di distribuzione di energia elettrica	1.049	919	130	14,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	518	421	97	23,0%
TOTALE	**2.602**	**2.160**	**442**	**20,5%**

Gli **investimenti** ammontano a 2.602 milioni di euro con un incremento di 442 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2014 si riferiscono a interventi sulla rete di distribuzione di energia elettrica (per 1.049 milioni di euro, di cui 502 milioni di euro in Europa e 427 milioni di euro in America Latina che includono anche gli investimenti sugli impianti esercitati in regime di concessione). Gli investimenti su impianti di generazione (pari a 1.035 milioni di euro) si sono focalizzati principalmente sulle attività relative alla realizzazione della centrale idroelettrica El Quimbo in Colombia.

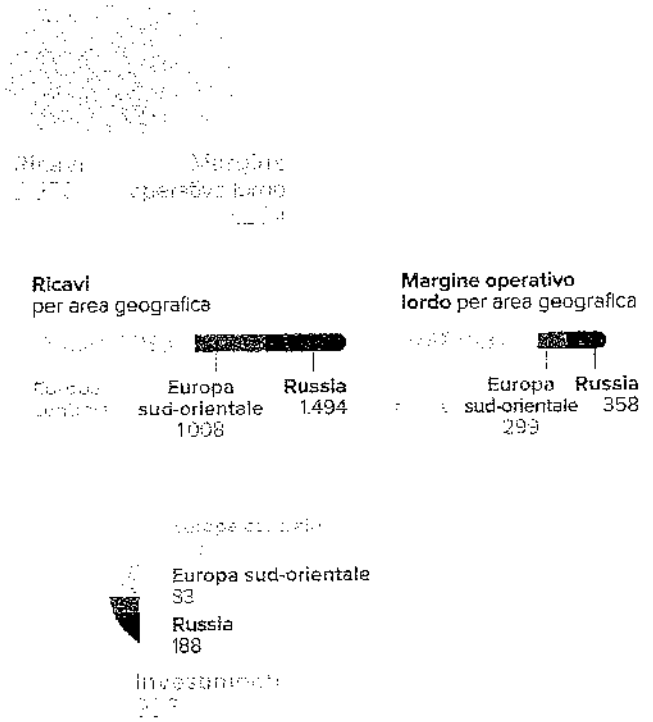
558

5 Internazionale

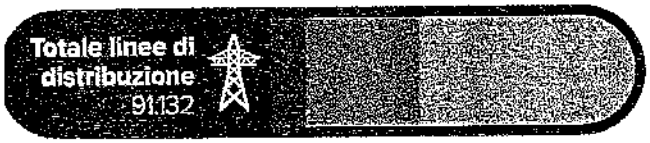
Potenza efficiente netta installata (MW)



Risultati economici **2014** (milioni di euro)



Rete di distribuzione di energia elettrica (km)



Linee alta tensione	Linee media tensione	Linee bassa tensione
6.572	34.933	49.562

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Termoelettrica	44.229	43.802	427	1,0%
Nucleare	14.420	14.624	(207)	-1,4%
Idroelettrica	4.225	4.759	(534)	-11,2%
Altre fonti	52	59	(7)	-11,9%
Totale produzione netta	**62.926**	**63.244**	**(318)**	**-0,5%**
- di cui Russia	*42.376*	*41.901*	*475*	*1,1%*
- di cui Slovacchia	*20.550*	*21.343*	*(793)*	*-3,7%*

La produzione netta del 2014 è pari a 62.926 milioni di kWh, con un decremento di 318 milioni di kWh rispetto al 2013. Tale variazione è riferibile alla minore produzione da fonte idroelettrica fatta registrare da Slovenské elektrárne rispetto al periodo precedente (-534 milioni di kWh), solo in parte compensata dall'aumento della produzione da fonte termica registrata da Enel Russia (già Enel OGK-5, +475 milioni di kWh).

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh

	2014		2013 restated		2014-2013	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	186	0,3%	120	0,2%	66	55,0%
Gas naturale	25.325	40,7%	23.159	37,3%	2.166	9,4%
Carbone	21.255	34,1%	23.027	37,1%	(1.772)	-7,7%
Combustibile nucleare	15.499	24,9%	15.720	25,4%	(221)	-1,4%
Totale	**62.265**	**100,0%**	**62.026**	**100,0%**	**239**	**0,4%**

La produzione termica lorda del 2014 registra un incremento di 239 milioni di kWh, attestandosi a 62.265 milioni di kWh contro i 62.026 milioni di kWh del 2013. L'incremento è relativo alla maggiore produzione da gas naturale e dalle centrali a ciclo combinato registratasi in Russia, compensando completamente il minor contributo apportato dalle altre fonti. Nello specifico, il minor contributo della produzione da carbone è da attribuire ad alcuni fermi tecnici dell'impianto di Reftinskaya.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Impianti termoelettrici	10.310	10.742	(432)	-4,0%
Impianti nucleari	1.814	1.814	-	-
Impianti idroelettrici	2.329	2.329	-	-
Impianti altre fonti	28	27	1	-
Totale potenza efficiente netta	**14.481**	**14.912**	**(431)**	**-2,9%**
- di cui Russia	*9.107*	*9.107*	-	-
- di cui Slovacchia	*4.968*	*5.399*	*(431)*	*-8,0%*
- di cui Belgio	*406*	*406*	-	-

La potenza efficiente netta installata del 2014 registra un decremento di 431 MW da attribuire al decommissioning di una delle sezioni dell'impianto a carbone di Vojany in Slovacchia.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2014	2013 restated	2014-2013	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.572	6.586	(14)	-0,2%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	34.998	34.923	75	0,2%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	49.562	49.397	165	0,3%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**91.132**	**90.906**	**226**	**0,2%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**14.063**	**13.996**	**67**	**0,5%**

Al 31 dicembre 2014, la consistenza della rete di distribuzione di energia elettrica della Divisione (tutta concentrata in Romania) registra un incremento di 226 km, sostanzialmente riferibile alle nuove connessioni di linee a bassa tensione realizzate durante l'anno.
L'energia trasportata registra un incremento dello 0,5% passando da 13.996 milioni di kWh a 14.063 milioni di kWh nel 2014.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Mercato libero	10.410	13.737	(3.327)	-24,2%
Mercato regolato	5.926	7.210	(1.284)	-17,8%
Totale	**16.336**	**20.947**	**(4.611)**	**-22,0%**
- di cui Romania	*8.156*	*8.754*	*(598)*	*-6,8%*
- di cui Francia	*3.442*	*8.068*	*(4.626)*	*-57,3%*
- di cui Slovacchia	*4.738*	*4.125*	*613*	*14,9%*

Le vendite di energia effettuate dalla Divisione Internazionale nel 2014 si attestano a 16.336 milioni di kWh, con un decremento di 4.611 milioni di kWh (-22,0% rispetto al 2013). Tale diminuzione è riferibile:

- alla riduzione delle vendite in Romania per 598 milioni di kWh, a seguito della progressiva liberalizzazione dei clienti business, pienamente operativa a partire da inizio 2014;
- al decremento delle vendite effettuate da Enel France per 4.626 milioni di kWh, sostanzialmente riferibile alla riduzione dei volumi di capacità disponibile;
- alle maggiori vendite in Slovacchia per 613 milioni di kWh.

Risultati economici

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi	5.278	6.296	(1.018)	-16,2%
Margine operativo lordo	1.204	1.293	(89)	-6,9%
Risultato operativo	(2.682)	(23)	(2.659)	-
Investimenti	936	924	12	1,3%

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		
	2014	2013 restated	2014-2013	2014	2013 restated	2014-2013	2014	2013 restated	2014-2013
Europa centrale	2.776	3.488	(712)	547	605	(58)	(2.676)	360	(3.036)
Europa sud-orientale	1.008	1.116	(108)	299	289	10	195	154	41
Russia	1.494	1.692	(198)	358	399	(41)	(201)	(537)	336
Totale	**5.278**	**6.296**	**(1.018)**	**1.204**	**1.293**	**(89)**	**(2.682)**	**(23)**	**(2.659)**

I ricavi del 2014 sono pari a 5.278 milioni di euro e registrano un decremento di 1.018 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (6.296 milioni di euro). Tale andamento è connesso:

- ai minori ricavi in Europa centrale per 712 milioni di euro, prevalentemente riferiti alla diminuzione dei ricavi in Slovacchia (-397 milioni di euro), a seguito dei minori prezz

praticati, e in Francia (-315 milioni di euro) per effetto dei minori volumi di capacità disponibili;

> al decremento dei ricavi in Russia per 198 milioni di euro, a causa del forte deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro. Tale effetto ha completamente compensato l'aumento dei ricavi di vendita in valuta locale per effetto dei maggiori prezzi praticati nel mercato elettrico;

> al decremento dei ricavi in Europa sud-orientale per 108 milioni di euro, riferibile esclusivamente alla Romania per effetto dei minori prezzi praticati nel mercato libero.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.204 milioni di euro, registrando un decremento pari a 89 milioni di euro rispetto all'esercizio 2013 (nel quale la voce si attestava a 1.293 milioni di euro). In particolare, tale decremento è relativo ai seguenti fattori:

> riduzione del margine operativo lordo in Europa centrale per 58 milioni di euro, riferibile in parte all'attività di generazione in Slovacchia (-171 milioni di euro) per effetto delle minori quantità di energia elettrica generata e dei minori prezzi dell'energia. Tale riduzione è stata tuttavia compensata dalla rilevazione effettuata nel corso del 2013 di accantonamenti per rischi e oneri su contenziosi connessi ad alcuni investimenti in partecipazioni estere e dal miglioramento del margine registrato in Francia;

> diminuzione del margine operativo lordo in Russia per 41 milioni di euro, dove l'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro è stato solo parzialmente compensato dai maggiori prezzi medi di vendita dell'energia elettrica;

> aumento del margine operativo lordo in Europa sud-orientale per 10 milioni di euro, a seguito prevalentemente dei minori costi operativi in Romania.

Il **risultato operativo** del 2014 è negativo per 2.682 milioni di euro ed evidenzia un decremento di 2.659 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a fronte di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 2.570 milioni di euro. Tale ultima variazione è sostanzialmente riferibile alla perdita di valore rilevata su Slovenské elektrárne (2.878 milioni di euro) per allineare il valore degli asset al presumibile valore di realizzo determinato sulla base delle offerte non vincolanti finora pervenute, nonché al diverso ammontare della perdita di valore rilevata sull'avviamento e sul parco impianti della CGU Enel Russia (gia Enel OGK-5) per riflettere la contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri in seguito al perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e alla conseguente contrazione nelle previsioni di crescita dei prezzi a medio termine (pari a 365 milioni di euro nel 2014 e a 744 milioni di euro nel 2013).

Investimenti

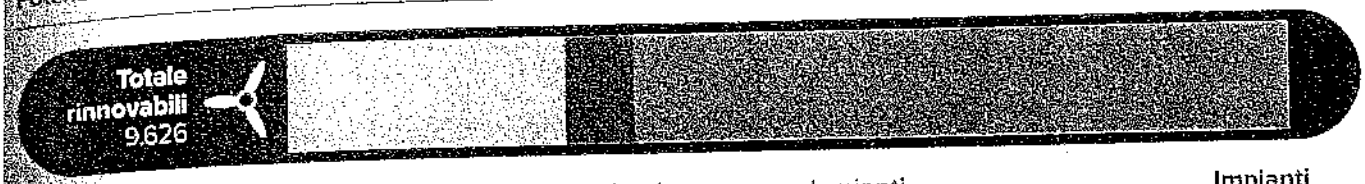
Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Impianti di produzione:				
- termoelettrici	189	196	(7)	-3,6%
- idroelettrici	6	7	(1)	-14,3%
- nucleare	649	594	55	9,3%
Totale impianti di produzione	**844**	**797**	**47**	**5,9%**
Reti di distribuzione di energia elettrica	70	96	(26)	-27,1%
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	22	31	(9)	-29,0%
TOTALE	**936**	**924**	**12**	**1,3%**

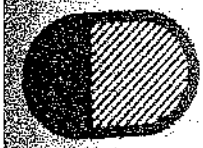
Gli **investimenti** ammontano a 936 milioni di euro, registrando un incremento di 12 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferire sostanzialmente ai maggiori investimenti nucleari in Slovacchia, in parte compensati dai minori investimenti sugli impianti di distribuzione dell'energia elettrica in Romania e dai minori investimenti sugli impianti di generazione in Russia.

6 Energie Rinnovabili

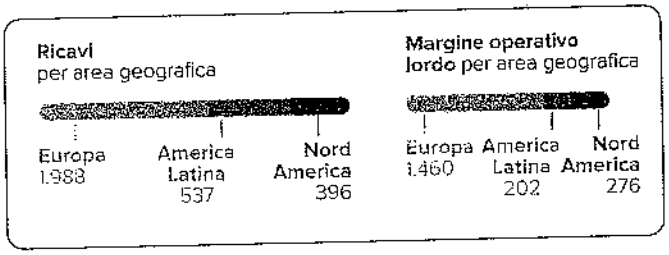
Potenza efficiente netta installata **2014** (MW)

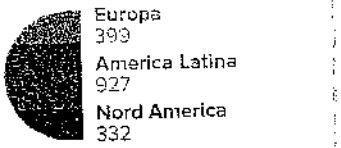


Risultati economici **2014** (milioni di euro)



Ricavi 2.921 — Margine operativo lordo 1.938





Investimenti 1.658



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Idroelettrica	11.452	10.921	531	4,9%
Geotermoelettrica	5.954	5.581	373	6,7%
Eolica	13.896	12.086	1.810	15,0%
Altre fonti	496	710	(214)	-30,1%
Totale	**31.798**	**29.298**	**2.500**	**8,5%**
- di cui Italia	*14.117*	*13.225*	*892*	*6,7%*
- di cui Penisola iberica	*4.359*	*4.792*	*(433)*	*-9,0%*
- di cui Francia	*347*	*362*	*(15)*	*-4,1%*
- di cui Grecia	*488*	*566*	*(78)*	*-13,8%*
- di cui Romania e Bulgaria	*1.351*	*1.166*	*185*	*15,9%*
- di cui Stati Uniti e Canada	*6.674*	*5.360*	*1.314*	*24,5%*
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	*2.904*	*2.703*	*201*	*7,4%*
- di cui Brasile e Cile	*1.550*	*1.124*	*426*	*37,9%*
- di cui altri Paesi	*8*	-	*8*	-

La produzione netta della Divisione è pari a 31.798 milioni di kWh, in incremento nel 2014 di 2.500 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è attribuibile per 1.608 milioni di kWh alla maggiore generazione

563

all'estero, principalmente per effetto della maggiore produzione da fonte eolica negli Stati Uniti (+1.481 milioni di kWh, connessa al consolidamento di Buffalo Dunes Wind Project), in Cile (+306 milioni di kWh, a seguito della maggiore capacità installata), in Romania (+162 milioni di kWh) e in Messico (+111 milioni di kWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte eolica nella Penisola iberica (-218 milioni di kWh, per effetto di condizioni climatiche più sfavorevoli) e dalla minore produzione da fonte idroelettrica negli Stati Uniti (-147 milioni di kWh). La produzione elettrica in Italia nel 2014 registra un incremento di 892 milioni di kWh rispetto all'esercizio 2013, risentendo della maggiore produzione da fonte idroelettrica (+638 milioni di kWh a fronte di condizioni di idraulicità più favorevoli) e da fonte geotermoelettrica (+247 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Impianti idroelettrici	2.624	2.623	1	-
Impianti geotermoelettrici	833	795	38	4,8%
Impianti eolici	5.696	5.085	611	12,0%
Impianti con altre fonti	473	310	163	52,6%
Totale	**9.626**	**8.813**	**813**	**9,2%**
- di cui Italia	*3.133*	*3.057*	*76*	*2,5%*
- di cui Penisola iberica	*1.836*	*1.857*	*(21)*	*-1,1%*
- di cui Francia	*-*	*186*	*(186)*	*-*
- di cui Grecia	*290*	*290*	*-*	*-*
- di cui Romania e Bulgaria	*576*	*576*	*-*	*-*
- di cui Stati Uniti e Canada	*2.083*	*1.683*	*400*	*23,8%*
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	*816*	*715*	*101*	*14,1%*
- di cui Brasile e Cile	*882*	*449*	*433*	*96,4%*
- di cui altri Paesi	*10*	*-*	*10*	*-*

La potenza efficiente netta complessiva registra un incremento di 813 MW, di cui 737 MW all'estero. In particolare, la maggiore capacità installata netta da fonte eolica si riferisce prevalentemente a nuovi impianti negli Stati Uniti (per 400 MW), in Brasile (per 198 MW), in Messico (per 100 MW) e in Cile (99 MW); quella da altre fonti risente dell'entrata in esercizio di alcuni impianti solari in Cile e in Italia. Infine la maggiore capacità installata netta da fonte geotermoelettrica si riferisce prevalentemente ad alcuni impianti in Italia. Tali effetti sono parzialmente compensati dalla cessione di Enel Green Power France, avvenuta nel mese di dicembre 2014, che ha comportato il deconsolidamento dei 186 MW installati in tale Paese.

Risultati economici

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi	2.921	2.769	152	5,5%
Margine operativo lordo	1.938	1.780	158	8,9%
Risultato operativo	1.124	1.205	(81)	-6,7%
Investimenti	1.658	1.294 [1]	364	28,1%

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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		
	2014	2013 restated	2014-2013	**2014**	2013 restated	2014-2013	**2014**	2013 restated	2014-2013
Europa	1.988	1.998	(10)	1.460	1.331	129	833	926	(93)
America Latina	537	407	130	202	203	(1)	142	140	2
Nord America	396	364	32	276	246	30	149	139	10
Totale	**2.921**	**2.769**	**152**	**1.938**	**1.780**	**158**	**1.124**	**1.205**	**(81)**

I **ricavi** sono in incremento di 152 milioni di euro (con una variazione positiva pari al 5,5%) passando da 2.769 milioni di euro a 2.921 milioni di euro. Tale variazione è connessa:

- ai maggiori ricavi in America Latina per 130 milioni di euro, da riferire alle maggiori quantità prodotte principalmente in Cile, Messico e Brasile;
- ai maggiori ricavi in Nord America per 32 milioni di euro; se si esclude da tale variazione l'effetto economico (plusvalenze e rimisurazioni al fair value) derivante da cessioni di pacchetti azionari nei due periodi a confronto, l'incremento dei ricavi sarebbe stato pari a 64 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte;
- al decremento dei ricavi in Europa per 10 milioni di euro; se si escludono da tale variazione i proventi realizzati a seguito delle cessioni di pacchetti azionari avvenuti nel corso dell'ultimo trimestre 2014, il decremento dei ricavi sarebbe stato pari a 180 milioni di euro, sostanzialmente a seguito di:
  - minori ricavi da vendita di pannelli fotovoltaici in Italia per 63 milioni di euro, connessi alla variazione di perimetro a seguito della cessione di Enel.si all'area di business Mercato Italia avvenuta nel secondo semestre 2013; tale effetto è stato parzialmente compensato dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'off-take per l'acquisto dell'intera produzione di 3SUN;
  - minori ricavi per vendita di energia elettrica nella Penisola iberica a seguito della modifica regolatoria introdotta in Spagna con il regio decreto legge n. 9/2013.

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.938 milioni di euro, in incremento di 158 milioni di euro (8,9%) rispetto al 2013. Tale variazione è riferibile:

- all'incremento del margine realizzato in Europa per 129 milioni di euro; se si escludono da tale variazione le partite non ricorrenti già citate nel commento ai ricavi, il margine operativo lordo avrebbe registrato una riduzione di 41 milioni di euro, sostanzialmente da addebitare al calo dei prezzi in Italia e Spagna, parzialmente compensato dall'iscrizione dell'indennizzo previsto nell'accordo con Sharp sull'off-take per l'acquisto dell'intera produzione di 3SUN;
- all'aumento del margine nell'area Nord America per 30 milioni di euro; se si escludono da tale variazione le partite non ricorrenti citate nel commento ai ricavi, il margine avrebbe registrato un incremento di 62 milioni di euro, in linea con l'andamento dei ricavi stessi.

Il **risultato operativo**, pari a 1.124 milioni di euro, registra un decremento di 81 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 239 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti e delle perdite di valore rilevate a seguito degli impairment test sulla CGU Enel Green Power Hellas.

Investimenti

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Impianti di produzione:				
- idroelettrici	196	109	87	79,8%
- geotermoelettrici	169	226	(57)	-25,2%
- con fonti energetiche alternative	1.251	923	328	35,5%
Totale impianti di produzione	**1.616**	**1.258**	**358**	**28,5%**
Altri investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	42	36	6	16,7%
TOTALE	**1.658**	**1.294** [1]	**364**	**28,1%**

(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2014 ammontano a 1.658 milioni di euro, con un incremento di 364 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli investimenti operativi si riferiscono principalmente a impianti eolici in America Latina (per 601 milioni di euro), in Nord America (per 313 milioni di euro) e in Europa (per 77 milioni di euro), a impianti fotovoltaici in Cile (per 198 milioni di euro), a impianti idroelettrici in Italia, Brasile, Costa Rica, Guatemala, Cile e Stati Uniti (per 196 milioni di euro) e a impianti geotermici in Italia e Nord America (per 169 milioni di euro).

7 Altro, elisioni e rettifiche

Dati operativi

Riserve di idrocarburi e produzione annua

	2014	2013 restated	2014-2013
Riserve di idrocarburi:			
Riserve certe (P1) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	18	18	-
- di cui riserve certe (P1) di gas naturale a fine esercizio (miliardi di m³)	*2*	*2*	-
Riserve certe e probabili (P2) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	46	46	-
- di cui riserve certe e probabili (P2) di gas naturale a fine esercizio (miliardi di m³)	*6*	*6*	-
Produzione annua:			
Produzione di idrocarburi (milioni di barili di olio equivalente)	-	29	(29)
- di cui produzione di gas naturale (miliardi di m³)	-	*3,9*	*(3,9)*

Nell'ambito della Funzione Upstream Gas, si è avviato nel 2012 il processo di certificazione delle riserve degli asset in sviluppo per la cui attività la Funzione si è avvalsa di un certificatore indipendente, DeGolyer & McNaughton. In base alla valutazione effettuata nel 2012 e tenuto conto della cessione della quota detenuta in SeverEnergia, avvenuta nel 2013, la quota di partecipazione Enel nel 2014 risulta pari a 18 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e 46 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e probabili. In particolare, i progetti nella fase di sviluppo in essere alla fine del 2014, oggetto di tale certificazione, sono così dislocati geograficamente:

- in Algeria, attraverso Enel Trade, il Gruppo detiene il 18,4% della licenza di "Isarene" in collaborazione con Petroceltic International e Sonatrach (compagnia di stato algerina);
- in Italia, attraverso Enel Longanesi Development Srl, il Gruppo detiene il 33,5% della licenza di coltivazione di Bagnacavallo.

Risultati economici

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ricavi (al netto delle elisioni)	2.013	2.885	(872)	-30,2%
Margine operativo lordo	98	1.022	(924)	-90,4%
Risultato operativo	(3)	908	(911)	-
Investimenti	113	84	29	34,5%

I **ricavi**, al netto delle elisioni, del 2014 risultano pari a 2.013 milioni di euro, con un decremento di 872 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-30,2%). Se si escludono da tale variazione i componenti positivi relativi alla cessione di Artic Russia, e indirettamente della quota da questa detenuta in SeverEnergia, rilevati nel 2013 (plusvalenza di 964 milioni di euro) e nel 2014 (provento di 82 milioni di euro derivante dall'adeguamento prezzo effet-

567

tuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della stessa società), i ricavi risultano in aumento di 10 milioni di euro rispetto al 2013. Tale andamento è riferibile essenzialmente a:

- maggiori ricavi per attività di ingegneria per 34 milioni di euro, connessi sostanzialmente ad attività relative al terminale di Porto Empedocle per la rigassificazione del gas naturale liquefatto e all'impianto di Brindisi, nonché ad attività di ambientalizzazione dell'impianto a carbone di Litoral de Almeria;
- minori ricavi dell'Area Servizi e Altre attività, prevalentemente correlati alle attività di supporto e staff della Holding, prestati alle altre società del Gruppo.

Il **margine operativo lordo** del 2014, pari a 98 milioni di euro, registra un decremento di 924 milioni di euro rispetto al 2013 sostanzialmente per il sopracitato duplice effetto della cessione di Artic Russia. Escludendo tale variazione, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 42 milioni di euro. In particolare, tale andamento è sostanzialmente riconducibile alla rilevazione nel 2013 di minori costi del personale connessi al rilascio del piano a benefici definiti per l'accompagnamento graduale al pensionamento a seguito della sua cessazione nel mese di settembre 2013, il cui effetto è stato solo parzialmente compensato dall'accantonamento rilevato per tenere conto degli accordi attuativi delle disposizioni previste dall'art. 4, commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"), e alla contrazione della marginalità relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo.

Il **risultato operativo** del 2014, negativo per 3 milioni di euro, risulta in diminuzione di 911 milioni di euro rispetto al 2013 tenuto conto dei citati effetti della vendita di Artic Russia, nonché dei minori ammortamenti e perdite di valore per 13 milioni di euro.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2014 ammontano a 113 milioni di euro, con un incremento di 29 milioni di euro rispetto al 2013 riferito principalmente allo sviluppo di software.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2014 e 2013 è sintetizzata nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Ricavi			
Ricavi delle prestazioni	245	269	(24)
Altri ricavi e proventi	1	6	(5)
Totale	**246**	**275**	**(29)**
Costi			
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	2	6	(4)
Servizi e godimento beni di terzi	185	230	(45)
Costo del personale	120	90	30
Altri costi operativi	19	14	5
Totale	**326**	**340**	**(14)**
Margine operativo lordo	**(80)**	**(65)**	**(15)**
Ammortamenti e perdite di valore	543	9	534
Risultato operativo	**(623)**	**(74)**	**(549)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	1.818	2.028	(210)
Proventi finanziari	2.412	1.812	600
Oneri finanziari	3.331	2.602	729
Totale	**899**	**1.238**	**(339)**
Risultato prima delle imposte	**276**	**1.164**	**(888)**
Imposte	(282)	(208)	(74)
UTILE DELL'ESERCIZIO	**558**	**1.372**	**(814)**

I ricavi delle prestazioni, pari a 245 milioni di euro (269 milioni di euro nel 2013), si riferiscono essenzialmente a prestazioni rese da Enel SpA nell'ambito della sua funzione di indirizzo e coordinamento e al riaddebito di oneri sostenuti dalla stessa e di competenza delle sue controllate.
Il decremento complessivo, pari a 24 milioni di euro, è imputabile principalmente sia ai minori riaddebiti nei confronti di alcune società del Gruppo per prestazioni connesse a operazioni di aggregazione e riorganizzazione societaria, sia alla riduzione dei ricavi per management fee e per le attività di service effettuati nei confronti delle società controllate.

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 1 milione di euro, in diminuzione di 5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, si riferiscono essenzialmente al riaddebito di costi per personale di Enel SpA in distacco presso altre società del Gruppo.

I costi per **acquisti di energia elettrica e materiali di consumo** del 2014, pari a 2 milioni di euro, si riferiscono esclusivamente ad acquisti di materiali, mentre nel 2013 comprendevano la seconda revisione prezzi del contratto di importazione pluriennale di energia elettrica con Alpiq che, scaduto al 31 dicembre 2011, prevedeva tale revisione normalmente entro tre anni dalla data di fatturazione (4 milioni di euro).

569

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari nel 2014 a 185 milioni di euro, sono attribuibili a terzi per 127 milioni di euro e a società del Gruppo per 58 milioni di euro. I costi sostenuti a fronte di prestazioni di terzi sono relativi principalmente a spese di comunicazione, prestazioni professionali e tecniche, nonché a consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale. Gli oneri relativi a prestazioni rese da società del Gruppo sono invece riferibili essenzialmente a servizi informatici, amministrativi e di approvvigionamento, a canoni di locazione e formazione del personale ricevuti dalla controllata Enel Italia Srl, nonché a costi per personale di alcune società del Gruppo in distacco presso Enel SpA. Il decremento complessivo rispetto al 2013, pari a 45 milioni di euro, è da ricondurre sia al decremento dei costi per servizi resi da società terze (24 milioni di euro), sia al decremento dei servizi resi da società del Gruppo (21 milioni di euro).

Il **costo del personale** ammonta nel 2014 a 120 milioni di euro, evidenziando un incremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; tale variazione è da imputare essenzialmente all'incremento della voce "Salari e stipendi" e dei relativi oneri sociali (complessivamente pari a 12 milioni di euro), all'aumento sia dei costi per incentivi all'esodo (6 milioni di euro) sia degli oneri riferiti al piano "Long Term Incentive" (4 milioni di euro), nonché alla rilevazione, nel 2013, del rilascio del fondo inerente al "Piano per l'accompagnamento graduale al pensionamento dei dipendenti" (6 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi** sono pari a 19 milioni di euro nel 2014, in aumento di 5 milioni di euro rispetto al 2013, da ricondurre essenzialmente ai minori rilasci del fondo vertenze e contenzioso.

Il **margine operativo lordo**, negativo per 80 milioni di euro, registra una variazione negativa di 15 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Gli **ammortamenti e perdite di valore**, pari a 543 milioni di euro nel 2014, presentano un incremento, rispetto al valore rilevato nel 2013, di 534 milioni di euro. La variazione è sostanzialmente riferibile all'adeguamento di valore effettuato sulla partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA (512 milioni di euro) e in Enel Ingegneria e Ricerca SpA (19 milioni di euro) e ai maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali.

Il **risultato operativo**, negativo per 623 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2013 presenta una variazione negativa di 549 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 1.818 milioni di euro, si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2014 dalle società controllate, collegate e dalle altre imprese (2.028 milioni di euro nel 2013) e presentano un decremento di 210 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente per effetto dei minori dividendi erogati da Enel Distribuzione SpA (252 milioni di euro).

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 919 milioni di euro e riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (1.038 milioni di euro) e gli oneri netti da strumenti derivati su tassi di interesse (81 milioni di euro), controbilanciati da interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie (complessivamente pari a 212 milioni di euro).
L'incremento degli oneri finanziari netti rispetto allo stesso periodo del precedente esercizio, pari a 129 milioni di euro, è stato determinato principalmente dall'effetto congiunto di maggiori interessi e altri oneri su debiti finanziari (71 milioni di euro) e di minori interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti e non correnti (40 milioni di euro) da attribuire alle dinamiche di movimentazione del debito e dei relativi tassi di interesse.

Le **imposte sul reddito dell'esercizio** evidenziano un risultato positivo di 282 milioni di euro, per effetto principalmente della riduzione della base imponibile IRES rispetto al risultato civilistico *ante* imposte dovuta all'esclusione del 95% dei dividendi percepiti dalle società controllate e della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 del TUIR). Tale andamento risente essenzialmente del diverso ammontare, nei due esercizi di riferimento, dei dividendi percepiti dalle società controllate nonché dell'indeducibilità delle svalutazioni sulle partecipazioni effettuate nel corso del 2014 e aventi i requisiti di cui all'art. 87 del TUIR.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 558 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 1.372 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	19	20	(1)
- partecipazioni	38.754	39.289	(535)
- altre attività/(passività) non correnti nette	(299)	(500)	201
Totale	**38.474**	**38.809**	**(335)**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	132	216	(84)
- altre attività/(passività) correnti nette	(533)	(433)	(100)
- debiti commerciali	(139)	(212)	73
Totale	**(540)**	**(429)**	**(111)**
Capitale investito lordo	**37.934**	**38.380**	**(446)**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici a dipendenti	(302)	(336)	34
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	115	126	(11)
Totale	**(187)**	**(210)**	**23**
Capitale investito netto	**37.747**	**38.170**	**(423)**
Patrimonio netto	**25.136**	**25.867**	**(731)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**12.611**	**12.303**	**308**

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 38.474 milioni di euro e presentano un decremento di 335 milioni di euro. Tale variazione è riferita principalmente:

- per 535 milioni di euro alla svalutazione delle partecipazioni detenute in Enel Produzione SpA (512 milioni di euro), Enel Ingegneria e Ricerca SpA (19 milioni di euro) ed Elcogas SA (4 milioni di euro);
- per 201 milioni di euro al decremento delle "altre passività non correnti nette" da collegare essenzialmente all'aumento del valore dei contratti derivati attivi non correnti (624 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento del valore dei contratti derivati passivi non correnti (386 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è negativo per 540 milioni di euro e registra un incremento di 111 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. La variazione è riferibile:

- per 84 milioni di euro al decremento dei crediti commerciali principalmente verso società del Gruppo, sostanzialmente riferibile al miglioramento del processo di fatturazione e incasso nonché alla riduzione dei ricavi per management fee e per attività di service;
- per 100 milioni di euro all'incremento delle "altre passività correnti nette" per effetto principalmente dell'esposizione debitoria verso l'Erario per le imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (533 milioni di euro), in parte compensata dall'aumento del credito per imposte sul reddito di Enel SpA (371 milioni di euro);
- per 73 milioni di euro al decremento dei debiti commerciali.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2014 è pari a 37.747 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 25.136 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 12.611 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 25.136 milioni di euro al 31 dicembre 2014 e presenta un decremento di 731 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2013 per 1.223 milioni di euro (pari a 0,13 euro per azione), nonché alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2014 per 492 milioni di euro (inclusivo di un risultato negativo imputato direttamente a patrimonio netto pari a 66 milioni di euro da attribuire sostanzialmente alla variazione, al netto dell'effetto fiscale, della riserva per derivati di cash flow hedge).

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 12.611 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 50,2% (47,5% a fine 2013).

571

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Indebitamento a lungo termine:			
- obbligazioni	17.288	17.764	(476)
Indebitamento a lungo termine	*17.288*	*17.764*	*(476)*
- crediti finanziari verso terzi	(4)	(5)	1
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(117)	(117)	-
Indebitamento netto a lungo temine	**17.167**	**17.642**	**(475)**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	2.363	1.061	1.302
- indebitamento a breve verso banche	3	4	(1)
- indebitamento a breve verso società del Gruppo	500	-	500
- cash collateral ricevuti	423	118	305
Indebitamento a breve termine	*3.289*	*1.183*	*2.106*
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	-	(21)	21
- finanziamenti a breve concessi a società del Gruppo	-	(500)	500
- altri crediti finanziari a breve	(3)	-	(3)
- cash collateral versati	(672)	(1.018)	346
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	(198)	(1.860)	1.662
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(6.972)	(3.123)	(3.849)
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**(4.556)**	**(5.339)**	**783**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**12.611**	**12.303**	**308**

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2014 risulta pari a 12.611 milioni di euro e registra un incremento di 308 milioni di euro, come risultato del decremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine (783 milioni di euro) e della diminuzione dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine (475 milioni di euro).

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2014 che hanno avuto impatto sull'indebitamento sono state:

- l'emissione di due prestiti obbligazionari "ibridi", per un ammontare complessivo pari a 1.602 milioni di euro;
- il rimborso di un prestito obbligazionario al pubblico emesso nel 2007 per 1.000 milioni di euro;
- il rimborso di due tranche dei prestiti obbligazionari Ina e Ania e il riacquisto di obbligazioni proprie per complessivi 103 milioni di euro;
- il rimborso, per 500 milioni di euro, da parte della controllata Enel Finance International NV, dell'Intercompany Revolving Facility Agreement concesso da Enel SpA nel 2013;
- il tiraggio dell'Intercompany Short Term Deposit Agreement (linea di credito a breve intrattenuta con Enel Finance International NV) per 500 milioni di euro.

Si evidenzia che le disponibilità liquide, pari a 6.972 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2013, un incremento per complessivi 3.849 milioni di euro, principalmente dovuto agli effetti sulla tesoreria accentrata delle operazioni straordinarie connesse all'ottimizzazione dell'assetto societario del Gruppo nonché ai minori versamenti fiscali del 2014.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**3.123**	**6.461**	**(3.338)**
Cash flow da attività operativa	926	1.669	(743)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(11)	(113)	102
Cash flow da attività di finanziamento	2.934	(4.894)	7.828
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	6.972	**3.123**	**3.849**

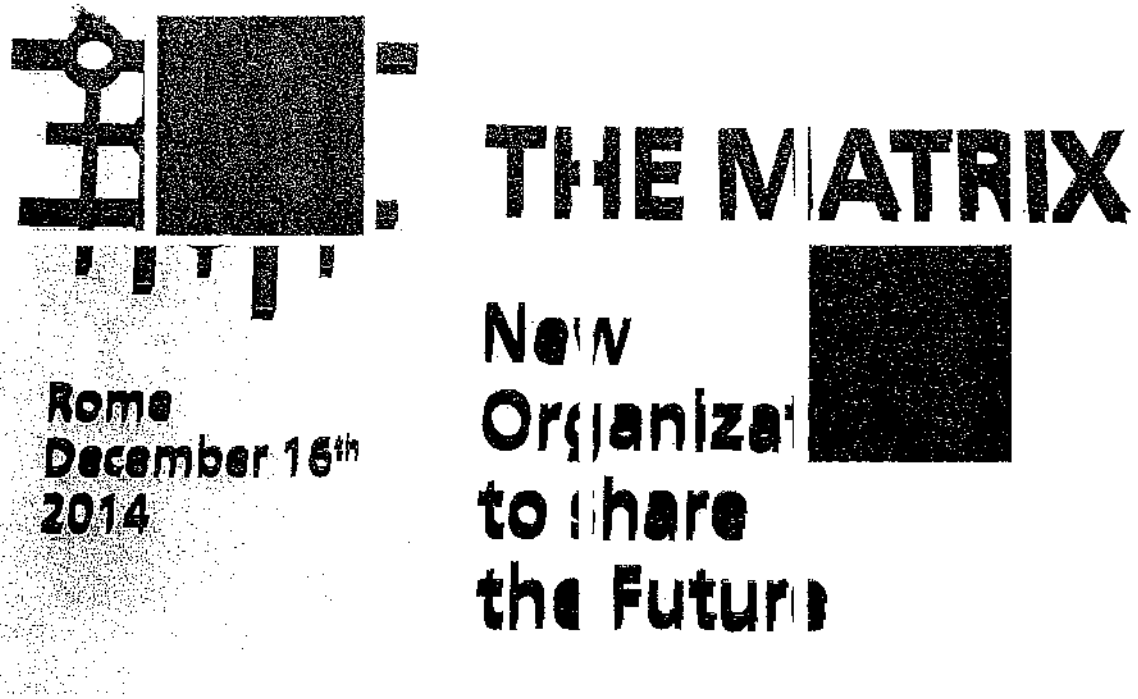
Il cash flow generato da attività operativa è positivo per 926 milioni di euro (1.669 milioni di euro nell'esercizio precedente) ed è riferibile essenzialmente ai dividendi incassati dalle società controllate, parzialmente bilanciati dal margine tra interessi pagati e incassati e dal pagamento degli acconti sulle imposte IRES effettuato per tutte le società del Gruppo rientranti nel consolidato fiscale nazionale.

Il cash flow generato dall'attività di investimento, negativo per 11 milioni di euro (negativo per 113 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferisce essenzialmente a investimenti in attività materiali e immateriali.

Il cash flow da attività di finanziamento, positivo per 2.934 milioni di euro (negativo per 4.894 milioni di euro nel precedente esercizio), è stato generato dalle operazioni già commentate precedentemente nell'ambito dell'indebitamento finanziario netto.

Nell'esercizio 2014 il cash flow generato dall'attività operativa e dall'attività di finanziamento nonché quello assorbito dall'attività di investimento hanno incrementato le disponibilità liquide e mezzi equivalenti per 3.849 milioni di euro. Conseguentemente le disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2014 risultano pari a 6.972 milioni di euro a fronte di 3.123 milioni di euro di inizio esercizio.

Fatti di rilievo del 2014



8 gennaio Emissione di strumenti finanziari ibridi

In esecuzione di quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel il 7 maggio 2013, in data 8 gennaio 2014, è stata lanciata sul mercato internazionale un'emissione multi-tranche di prestiti obbligazionari non convertibili destinati a investitori istituzionali, sotto forma di titoli subordinati ibridi aventi una durata media di circa 61 anni, denominati in euro e in sterline inglesi per un controvalore complessivo pari a circa 1,6 miliardi di euro.

Tale emissione si colloca nell'ambito delle azioni di rafforzamento della struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel contemplate nel piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 13 marzo 2013.

In particolare, l'operazione è stata strutturata nelle seguenti due tranche:

- 1.000 milioni di euro con scadenza 15 gennaio 2075, emessi a un prezzo di 99,368, con cedola fissa annuale del 5% fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 gennaio 2020. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari allo Euro Swap Rate a cinque anni incrementato di un margine di 364,8 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 gennaio 2025 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 gennaio 2040;
- 500 milioni di sterline inglesi con scadenza 15 settembre 2076, emesse a un prezzo di 99,317, con cedola fissa annuale del 6,625% (oggetto di uno swap in euro a un tasso di circa il 5,60%) fino alla prima data di rimborso anticipato prevista il 15 settembre 2021. A partire da tale data e fino alla data di scadenza, il tasso applicato sarà pari al GBP Swap Rate a cinque anni incrementato di un margine di 408,9 punti base e di un successivo aumento del tasso di interesse di 25 punti base a partire dal 15 settembre 2026 e di ulteriori 75 punti base a partire dal 15 settembre 2041.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche composto, per la tranche in euro, da Banca Imi, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria SA, BNP Paribas, Crédit Agricole-CIB, Deutsche Bank, ING, J.P. Morgan, Mediobanca, Natixis, Société Générale Corporate & Investment Banking, UniCredit Bank, e, per la tranche in sterline, da Barclays, BNP Paribas, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, The Royal Bank of Scotland, Santander Global Banking & Markets, UBS Investment Bank.

13 gennaio — Accordo per lo sviluppo di geotermia e smart grid in Messico

In data 13 gennaio 2014 Enel ha siglato un accordo con l'Instituto de Investigaciones Eléctricas, l'ente messicano di ricerca per il settore elettrico, finalizzato alla cooperazione nell'ambito della generazione geotermica e delle smart grid. Con questo accordo le due parti collaboreranno per lo scambio di informazioni ed esperienze nei settori delle smart grid e della generazione geotermica attraverso la realizzazione di progetti pilota, programmi di formazione e trasferimento di tecnologia nelle rispettive aree di interesse.
L'obiettivo del Governo messicano è quello di realizzare progetti per lo sviluppo delle smart grid nel Paese, migliorando l'efficienza e la qualità del servizio. A ciò si aggiunge la diversificazione delle fonti di generazione come fattore chiave per il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento attraverso l'aumento del contributo delle rinnovabili al mix energetico del Paese.

14 gennaio — Acquisto di un'ulteriore quota del 15,18% delle azioni di Coelce

Nell'ottica del piano di riorganizzazione delle partecipazioni in America Latina conseguente all'aumento di capitale di Enersis effettuato nel corso del 2013, in data 14 gennaio 2014, la controllata cilena Enersis ha lanciato una offerta pubblica di acquisto (OPA) non ostile per circa il 42% di Companhia Energética do Ceará (Coelce) operante nel settore della distribuzione elettrica in Brasile, di cui già possiede indirettamente circa il 58%. A conclusione del periodo di offerta, in data 17 febbraio 2014, Enersis ha acquistato nella Borsa brasiliana Bovespa il 15,13% del capitale della società, con un esborso pari a circa 242 milioni di dollari (176 milioni di euro). In conformità alla legislazione brasiliana e solo per la categoria di azioni ordinarie, l'offerta è rimasta aperta per ulteriori 90 giorni, al fine di fornire agli azionisti che non si erano espressi nel periodo di offerta il tempo necessario per decidere. Considerando tali ulteriori operazioni, al termine dell'offerta il numero di azioni acquisite da Enersis è pari al 15,18% della società brasiliana per un corrispettivo complessivo di 180 milioni di euro.

15 gennaio — Aggiustamento prezzo sulla cessione di Artic Russia

In data 15 gennaio 2014 Eni ha annunciato al mercato la cessione alla società russa Yamal Development della quota del 60% di Artic Russia detenuta da Eni International. Tenuto conto degli accordi stipulati da Itera e il Gruppo Enel prima del completamento della vendita della sua quota del 40% in Artic Russia, il Gruppo ha inviato alla stessa Itera la richiesta di un adeguamento del prezzo di acquisto di Artic Russia per circa 112 milioni di dollari statunitensi, il cui incasso è poi avvenuto in data 11 luglio 2014.

24 marzo — Enel Green Power firma con Banco Santander un accordo di finanziamento per 153 milioni di euro

In data 24 marzo 2014 Enel Green Power attraverso la controllata olandese Enel Green Power International, ha firmato un contratto di finanziamento per 153 milioni di euro con Banco Santander, quest'ultimo come lender e agente unico, con la copertura della Export Credit Agency spagnola ("CESCE"). Il contratto di finanziamento, correlato a investimenti in parchi eolici in Messico, avrà una durata di 12 anni ed è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato.

8 aprile — Memorandum d'Intesa con State Grid Corporation of China

In data 8 aprile 2014 Enel ha firmato a Pechino un Memorandum d'Intesa con la State Grid Corporation of China, la più grande azienda mondiale di distribuzione e trasmissione di energia e leader cinese nel settore. L'accordo ha come obiettivo la cooperazione nel campo delle tecnologie smart grid per lo sviluppo urbano sostenibile e lo scambio di esperienze nella generazione di energia da fonti rinnovabili.

8 aprile — Contratti per la fornitura di gas dagli Stati Uniti

In data 8 aprile 2014 Enel ha sottoscritto con Corpus Christi Liquefaction, società controllata dalla Cheniere Energy, due contratti ventennali per la fornitura di GNL (Gas Naturale Liquefatto), proveniente da giacimenti americani di shale gas, per un totale di 3 miliardi di metri cubi l'anno, di cui 2 miliardi circa destinati al mercato iberico e 1 miliardo circa destinato al mercato italiano. Grazie a questa intesa, Enel si assicura una maggiore diversificazione e flessibilità nell'approvvigionamento del portafoglio di forniture gas per i prossimi anni.

Entrambi i contratti hanno durata ventennale, con un'opzione per altri dieci anni, e la validità dell'accordo decorrerà a partire dalle prime forniture, previste a partire dal 2018.

Il gas verrà consegnato sotto forma di GNL e su base Free On Board (FOB), quindi con piena flessibilità di destinazione, presso il terminal di Corpus Christi, che la Cheniere Energy sta realizzando sulla costa del Texas, in una zona fortemente interconnessa con i principali gasdotti del Paese, da dove verrà trasportata verso i rigassificatori di cui il Gruppo dispone.

22 aprile — Acquisizione di un'ulteriore quota del 50% di Inversiones Gas Atacama

In data 22 aprile 2014 Endesa Chile ha completato l'acquisto da Southern Cross del 50% di Inversiones Gas Atacama per un corrispettivo di 309 milioni di dollari (circa 224 milioni di euro); a valle dell'acquisizione, che ha chiuso il patto parasociale tra i due partner siglato nel mese di agosto 2007, il Gruppo detiene indirettamente il 100% della società cilena, dato che precedentemente ne possedeva già il 50% (con un valore contabile pari a 174 milioni di euro). Si segnala che il sopra citato corrispettivo include anche i crediti concessi ad Atacama Pacific Energy Finance (società controllata da Southern Cross) che alla data dell'operazione ammontano a circa 29 milioni di dollari (circa 22 milioni di euro). Inversiones Gas Atacama gestisce operazioni in Cile settentrionale attraverso una centrale termoelettrica di 781 MW di potenza, un gasdotto tra le città di Mejillones e Taltal e un altro che collega il Cile con l'Argentina.

30 aprile — Acquisizione di un'ulteriore quota del 39% di Generandes Perú

Il 30 aprile 2014 la controllata cilena Enersis ha concordato con Inkia Americas Holding Limited l'acquisto del 39% delle azioni del capitale sociale di Generandes Perú (che a sua volta detiene il 54,2% di Edegel) per 413 milioni di dollari statunitensi (circa 300 milioni di euro).

12 maggio — Acquisizione del controllo del parco eolico di Buffalo Dunes

In data 12 maggio 2014 Enel Green Power North America ("EGP NA") ha siglato un accordo per acquisire un ulteriore 26% di azioni di "Classe A" di Buffalo Dunes Wind Project LLC, società che gestisce l'impianto eolico da 250 MW di Buffalo Dunes, da EFS Buffalo Dunes LLC, una controllata di GE Capital, per un totale di circa 60 milioni di dollari.

L'opzione per l'acquisizione delle quote ulteriori era contemplata nell'accordo originario tra EGP NA e la controllata di GE Capital. L'operazione è stata poi finalizzata una volta ricevute le necessarie approvazioni della Federal Energy Regulatory Commission. A seguito dell'operazione, EGP NA detiene il 75% delle azioni di "Classe A" della società che gestisce il parco eolico, mentre la controllata di GE Capital ne detiene il restante 25%.

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

Nel luglio 2013, Enel Green Power North America Development ed EFS Buffalo Dunes avevano sottoscritto un accordo di "capital contribution" con un consorzio guidato da JPM Capital Corporation, con Wells Fargo Wind Holdings LLC, Metropolitan Life Insurance Company e State Street Bank and Trust Company assicurandosi un finanziamento per il progetto di circa 260 milioni di dollari.

15 maggio — Enel Green Power e IFC firmano un accordo di finanziamento per 200 milioni di dollari statunitensi per lo sviluppo delle rinnovabili in Brasile

Il 15 maggio 2014 Enel Green Power ("EGP"), attraverso la sua controllata brasiliana Enel Brasil Participações, holding delle società brasiliane del Gruppo Enel Green Power, e IFC, membro della World Bank Group, hanno firmato un accordo di finanziamento per 200 milioni di dollari statunitensi. Il finanziamento è correlato alla costruzione di oltre 300 MW di eolico negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, situati nel nord-est del Brasile.
Il finanziamento di IFC, che avrà una durata di 10 anni, è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è assistito da una parent company guarantee rilasciata da EGP.

11 giugno — Memorandum d'Intesa con aziende cinesi leader nel settore elettrico

In data 11 giugno 2014 Enel ha sottoscritto due accordi con i vertici di China Huaneng Group e di China National Nuclear Corporation, due aziende cinesi leader nel settore elettrico. In particolare, alla luce del lavoro comune iniziato nel 2009 nel campo del Carbon Capture e Storage, Enel e China Huaneng Group hanno deciso di espandere ulteriormente e approfondire il loro rapporto, dando vita a una collaborazione nelle seguenti aree: cooperazione scientifica e tecnologica, sviluppo di progetti elettrici da fonti energetiche convenzionali e rinnovabili, ricerca manageriale in campi dell'economia sociale, sviluppo sostenibile, politiche e regolamentazioni, nonché gestione di carbon assets e carbon strategy.
Il Memorandum d'Intesa siglato con China National Nuclear Corporation, azienda statale responsabile di tutti gli aspetti dei programmi nucleari cinesi, definisce il quadro per lo scambio di informazioni e di best practice relative allo sviluppo, alla progettazione, alla costruzione, alla gestione e alla manutenzione di centrali nucleari.

8 luglio — Accordo di capital contribution per due impianti eolici negli Stati Uniti

In data 8 luglio 2014 Enel Green Power North America ("EGP NA") ha firmato un accordo di "capital contribution" per circa 400 milioni di dollari statunitensi con un consorzio guidato dalla banca d'affari J.P. Morgan. Con tale operazione, il consorzio si impegna a finanziare il progetto eolico "Origin", con una capacità installata di 150 MW situato in Oklahoma, e quello di "Goodwell", con una capacità installata di 200 MW tra Oklahoma e Texas. Il consorzio ha erogato il finanziamento all'entrata in esercizio degli impianti, avvenuta a novembre 2014 per l'impianto di Origin, mentre sarà erogato nel quarto trimestre 2015 per l'impianto di Goodwell, fatto salvo il rispetto dei requisiti specificati nell'accordo. A entrambi i progetti sono associati contratti di vendita a lungo termine dell'energia prodotta. In base all'accordo, il consorzio guidato da J.P. Morgan effettuerà un apporto complessivamente pari a circa 400 milioni di dollari statunitensi ricevendo in cambio una partecipazione con diritto di voto limitato che consentirà di ottenere una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti ai progetti di Origin e Goodwell.

9 luglio — Risoluzioni Governo cileno sul progetto idroelettrico di Aysén

In data 9 luglio 2014 il Comitato dei Ministri cileno, con le Risoluzioni n. 569 e n. 570 e sulla base dei ricorsi presentati da alcuni cittadini e comunità locali, ha determinato l'annullamento della precedente Risoluzione n. 225/2011 emanata dalla Comisión de Evaluación de la Región de Aysén con la quale era stata concessa la licenza ambientale per il progetto idroelettrico proposto in joint venture da Endesa Chile e Colbun attraverso la società Centrales Hidroeléctricas de Aysén.
Tali risoluzioni sono state notificate a quest'ultima società in data 14 luglio 2014. La Società, dopo aver valutato la documentazione ricevuta, sta a oggi analizzando le varie azioni legali al fine di tutelare al meglio gli interessi del Gruppo nel Paese andino.

10 luglio

Avvio del processo di cessione partecipazioni in Slovacchia e Romania

Nella seduta del 10 luglio 2014 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha esaminato gli sviluppi del programma di vendita funzionale al rafforzamento della struttura patrimoniale del Gruppo, secondo quanto previsto dal piano industriale 2014-2018. In particolare, l'Amministratore Delegato ha informato il Consiglio che, nell'ambito di tale programma, sono stati individuati come possibile oggetto di vendita da parte del Gruppo:

- il 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne (posseduto da Enel per il tramite di Enel Produzione), il principale operatore slovacco nel settore della generazione di energia elettrica con una quota di mercato prossima all'80%;
- il 64,4% del capitale sociale di Enel Distributie Muntenia e di Enel Energie Muntenia, il 51% del capitale sociale di Enel Distributie Banat, di Enel Distributie Dobrogea e di Enel Energie, nonché il 100% del capitale sociale della società di servizi Enel Romania (tutte possedute da Enel per il tramite di Enel Investment Holding).

Sia per la Slovacchia sia per la Romania il Gruppo ha provveduto a notificare formalmente l'avvio dei processi di vendita alle società partecipate e ai relativi azionisti di minoranza (rappresentati da società o enti a partecipazione statale), nonché a nominare gli advisor finanziari (BNP Paribas e Deutsche Bank nel caso degli asset slovacchi e Citigroup e UniCredit nel caso degli asset rumeni) e legali chiamati a supportare il processo medesimo. Si segnala che successivamente, in data 25 febbraio 2015, il Consiglio di Amministrazione, anche alla luce delle linee strategiche alla base del nuovo piano industriale, ha condiviso di sospendere il processo di cessione degli asset di distribuzione e vendita posseduti in Romania e di proseguire quello di cessione degli asset di generazione posseduti in Slovacchia. Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 30 "Attività e passività possedute per la vendita".

11 luglio

Accordi tra EGP e Sharp e STMicroelectronics

In data 11 luglio 2014, Enel Green Power ("EGP") e Sharp Corporation ("Sharp") hanno raggiunto un accordo in base al quale EGP subentra negli obblighi della quota di "off-take" (contratto in base al quale EGP e Sharp si sono impegnate ad acquistare l'intera produzione della fabbrica di Catania di 3SUN) di Sharp per i pannelli fotovoltaici prodotti dalla fabbrica di Catania di 3SUN, la joint venture paritetica tra EGP, Sharp e STMicroelectronics. I pannelli prodotti dalla fabbrica, particolarmente adatti alle alte temperature, sono utilizzati da EGP per la realizzazione dei suoi impianti fotovoltaici in diverse aree geografiche emergenti contemplate dal piano industriale 2014-2018, tra cui il Sud America e il Sudafrica. Il corrispettivo dovuto da Sharp a EGP è pari a 95 milioni di euro, suddiviso in varie tranche, l'ultima delle quali è prevista per marzo 2015. Successivamente, in data 22 luglio 2014 e a seguito di tale accordo, EGP ha acquisito per un corrispettivo di 30 milioni di euro la partecipazione del 50% detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy, joint venture paritetica nata per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica di 3SUN. Tale acquisizione ha comportato il controllo da parte del Gruppo del 100% del capitale sociale di Enel Green Power & Sharp Solar Energy.

Infine, in data 23 luglio 2014, EGP ha siglato un accordo con l'altro socio della joint venture, STMicroelectronics, che prevede il versamento da parte della stessa STMicroelectronics a EGP di un importo pari a 15 milioni di euro a fronte della liberazione di STMicroelectronics da ogni impegno nei riguardi della joint venture o di EGP. L'accordo prevede inoltre l'impegno di EGP ad acquisire le quote detenute dagli altri due venturer (Sharp e STMicroelectronics) nella società 3SUN; tale accordo diventerà efficace a seguito dell'ottenimento dell'approvazione delle banche finanziatrici e delle autorità competenti, ove necessario.

20 luglio

Modifiche allo Statuto sociale

In data 20 luglio 2014 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha adottato alcune modifiche dello Statuto intese, per un verso, ad adeguarne i contenuti alle novità introdotte dal decreto legge 15 marzo 2012, n. 21 (convertito con modificazioni dalla legge 11 maggio 2012, n. 56) in materia di poteri speciali dello Stato italiano nei settori strategici e, per altro verso, a sopprimere i riferimenti ad alcune deleghe ad aumentare il capitale sociale (prevalentemente a servizio di piani di stock option) che, ormai risalenti nel tempo, risultavano già eseguite o divenute prive di effetto.

4 settembre — Acquisizione di una quota del 21,1% di Edegel

In data 4 settembre 2014 la controllata cilena del Gruppo Enel, Enersis, ha concluso con successo l'operazione, lanciata ad aprile scorso, con cui ha acquisito la maggioranza assoluta in Edegel, società di generazione peruviana con 1.524 MW di capacità installata. L'operazione ha previsto l'acquisto, per un corrispettivo di 421 milioni di dollari statunitensi, di tutte le azioni indirettamente detenute da Inkia Americas Holdings Limited in Generandes Perú (società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel), pari al 39,01% del relativo capitale sociale. Pertanto, Enersis raggiunge una partecipazione diretta e indiretta in Edegel pari al 58,6%, aumentando del 21,1% la quota del 37,5% già posseduta indirettamente tramite la controllata Endesa Chile.

24 settembre — Accordo con Hubject per la mobilità elettrica

In data 24 settembre 2014 Enel Distribuzione e Hubject (società tedesca che dal 2013 gestisce la piattaforma europea di eRoaming a cui aderiscono più di 120 operatori) hanno firmato un Memorandum d'Intesa in base al quale coopereranno per lo sviluppo di una piattaforma "eRoaming" a livello europeo. Grazie all'eRoaming, i clienti dei veicoli elettrici potranno ricaricare le loro auto anche in stazioni non appartenenti alle, o gestite dalle, utility con cui hanno un contratto di fornitura. Scopo dell'accordo è di consentire la ricarica delle auto elettriche presso circa 5.000 stazioni, in un'area che va dalla Sicilia alla Lapponia, con addebito automatico in bolletta.
La collaborazione tra Enel e Hubject nel campo dell'eRoaming è uno dei principali risultati di Green eMotion, il progetto di ricerca UE sulla mobilità elettrica che raggruppa 43 partner tra amministrazioni locali, università, centri di ricerca e operatori del settore industriale, dell'energia e produttori di veicoli elettrici.

30 settembre — Acquisizione di licenze upstream in Algeria

In data 30 settembre 2014 Enel si è aggiudicata, insieme alla multinazionale Dragon Oil, due lotti per l'esplorazione di gas in Algeria, affidati nell'ambito della quarta gara di aggiudicazione dei contratti per l'esplorazione e lo sfruttamento di idrocarburi lanciata a gennaio 2014 dall'ente algerino che gestisce le licenze di sfruttamento.
In particolare, nel lotto di Msari Akabli, sito nel sud-ovest dell'Algeria in un'area dove sono già state effettuate promettenti scoperte di giacimenti di olio e gas, la partnership sarà al 70% di Enel, che sarà Operatore del progetto, e il restante 30% di Dragon Oil.
Nel lotto di Tinrhert Nord, situato nel bacino Illizi (nell'est dell'Algeria), una zona dove sono presenti diversi impianti petroliferi e dove Enel è già attiva nella concessione di South East Illizi, la partnership vedrà un coinvolgimento di Enel per il 30%, mentre il restante 70% sarà di Dragon Oil, che ne sarà Operatore.

14 ottobre — Protocollo d'intesa con Bank of China

In data 14 ottobre 2014 Enel ha sottoscritto un protocollo d'intesa con l'istituto finanziario Bank of China, leader nel settore bancario cinese; tale protocollo prevede l'effettuazione di una valutazione congiunta riguardo a future, potenziali operazioni finanziarie nell'arco dei prossimi 5 anni. In particolare, Bank of China si dichiara disponibile ad assicurare, mediante la sua sede e la sua struttura globale, potenziali linee di credito per un ammontare complessivo fino a 1 miliardo di euro, soggette a una valutazione congiunta con Enel. Gli strumenti che potranno essere utilizzati includono prestiti, aperture di credito, così come project e trade finance e, se impiegati, saranno finalizzati a un parziale finanziamento di progetti del Gruppo Enel sia in Cina sia al di fuori della Cina. In più, basandosi sulla sua esperienza nel mercato valutario in renminbi, Bank of China fornirà i propri servizi di consulenza a Enel per le operazioni di quest'ultima in tale mercato. Enel considera a sua volta Bank of China come partner strategico per le operazioni globali denominate in renminbi e prenderà in considerazione la possibilità di utilizzare il renminbi come valuta di base per le sue operazioni con Bank of China. Altri servizi che Bank of China fornirà includono strumenti di copertura, consulenza finanziaria, nonché il supporto alle relazioni con i partner strategici nelle regioni cinese e asiatica.

31 ottobre – Acquisto di titoli obbligazionari propri da parte di Enel Finance International

In data 31 ottobre 2014 Enel Finance International, società interamente posseduta da Enel SpA, ha acquistato per un ammontare complessivo pari a circa 762 milioni di euro, a seguito di un'offerta non vincolante promossa dal 20 al 27 ottobre 2014, obbligazioni emesse dalla stessa società, quotate presso la Borsa di Dublino e garantite da Enel.
L'operazione è effettuata nel contesto dell'ottimizzazione della gestione finanziaria di Enel Finance International ed è finalizzata alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito.

4 novembre – Modifica del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili

In data 4 novembre 2014 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato – previo parere favorevole del Collegio Sindacale – di nominare Alberto De Paoli quale Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari in sostituzione di Luigi Ferraris a decorrere dal 12 novembre 2014, data dalla quale Alberto De Paoli è subentrato a Luigi Ferraris nel ruolo di Responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società.

7 novembre – Accordo per la cessione di SE Hydropower e SF Energy

In data 7 novembre 2014 Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina ("SEL", società controllata dalla Provincia Autonoma di Bolzano) hanno firmato i contratti relativi alla cessione delle partecipazioni possedute da Enel Produzione in SE Hydropower e SF Energy per un corrispettivo complessivo di 400 milioni di euro.
In particolare, il corrispettivo previsto per la cessione della partecipazione del 40% posseduta da Enel Produzione in SE Hydropower è pari a 345 milioni di euro. Il perfezionamento dell'operazione è sospensivamente condizionato al nulla osta dell'Autorità Antitrust e all'ottenimento da parte di SEL dell'impegno delle banche a erogare il finanziamento per l'acquisto della suddetta partecipazione.
Il corrispettivo previsto per la cessione della partecipazione detenuta da Enel Produzione in SF Energy – il cui capitale sociale è posseduto in misura paritetica da Enel Produzione, SEL e Dolomiti Energia – è pari a 55 milioni di euro. Il perfezionamento dell'operazione è in tal caso soggetto al diritto di prelazione *pro quota* spettante al socio Dolomiti Energia ed è inoltre sospensivamente condizionato all'ottenimento da parte di SEL dell'impegno delle banche a erogare il finanziamento per l'acquisto della suddetta partecipazione.
L'operazione rientra nel programma di dismissioni annunciato al mercato da Enel e consentirà di ridurre l'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel per un ammontare pari indicativamente al corrispettivo complessivo indicato.

14 novembre – Enel Green Power firma con Banco Santander un contratto di finanziamento di 104 milioni di dollari statunitensi

In data 14 novembre 2014 Enel Green Power SpA ("EGP"), attraverso la società interamente controllata Dominica Energía Limpia, ha firmato un contratto di finanziamento per 104 milioni di dollari statunitensi con Banco Santander, quest'ultimo come lender, unico lead arranger e agent, con la copertura della Export Credit Agency spagnola ("CESCE").
Il contratto di finanziamento, che avrà una durata di 15 anni, è assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante EGP ed è volto a supportare l'investimento per il parco eolico Dominica I da 100 MW, il cui ammontare è di circa 196 milioni di dollari statunitensi.
L'impianto in esercizio, situato nella municipalità di Charcas, nello Stato di San Luis Potosí, in Messico, è composto da 50 turbine da 2 MW ciascuna ed è in grado di generare fino a 260 GWh all'anno.
Il finanziamento è caratterizzato da un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato ed è il secondo erogato da Banco Santander al Gruppo Enel Green Power con una copertura di CESCE nel 2014, facendo crescere l'ammontare complessivo di questi finanziamenti a oltre 230 milioni di euro.

19 novembre – Enel ammessa nel CDP Italy Climate Disclosure Leadership Index 2014 e nello STOXX Global ESG Leaders

In data 19 novembre 2014 il Gruppo Enel è stato ammesso nel prestigioso CDP Italy Climate Disclosure Leadership Index 2014, pubblicato nel CDP Italy 100 Climate Change Report 2014, come un'azienda leader per la qualità, la com-

pletezza e la trasparenza dei dati sul cambiamento climatico che ha reso disponibili agli investitori e al mercato globale attraverso CDP, l'organizzazione non governativa internazionale che promuove un'economia sostenibile.
Enel è stata inoltre ammessa per la prima volta nello STOXX Global ESG Leaders, che raccoglie le società leader a livello globale per la sostenibilità in termini ambientali, sociali e di governance. L'indice è stato creato dal fornitore di servizi finanziari STOXX Limited, che fa parte della Borsa tedesca e di quella elvetica.

25 novembre

Riassetto delle attività nella Penisola iberica e in America Latina

Approvazione del progetto di riassetto
In data 30 luglio 2014 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato il progetto di riassetto delle attività del Gruppo nella Penisola iberica e in America Latina. I principali obiettivi perseguiti attraverso tale progetto sono i seguenti:

- allineare la struttura societaria alla nuova organizzazione del Gruppo, semplificando la catena di controllo delle società operanti in America Latina, creando le condizioni per un'ottimizzazione dei flussi finanziari del Gruppo stesso;
- focalizzare Endesa come azienda leader nei mercati energetici iberici, attraverso un nuovo piano industriale incentrato sullo sviluppo delle attuali piattaforme di business e sulla valorizzazione della competitività espressa dalle attività in Spagna e Portogallo.

Proposta vincolante di EEE a Endesa per l'acquisto delle partecipazioni in Enersis ed Endesa Latinoamérica
Successivamente, in data 11 settembre 2014 lo stesso Consiglio ha condiviso e approvato:

- la presentazione a Endesa da parte di Enel Energy Europe ("EEE"), la società spagnola interamente detenuta da Enel e che possiede a sua volta il 92,06% del capitale di Endesa, di una proposta vincolante per l'acquisto della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte della stessa Endesa nel capitale della cilena Enersis, capofila delle attività in America Latina. In particolare, le partecipazioni oggetto di compravendita sono rappresentate da un 20,30% del capitale di Enersis posseduto direttamente da Endesa e dal 100% del capitale di Endesa Latinoamérica, società che a sua volta possiede il 40,32% del capitale di Enersis. La proposta in questione prevede un corrispettivo complessivo per le partecipazioni sopra indicate pari a 8.252,9 milioni di euro, basato su un prezzo implicito per azione Enersis di 215,0 pesos cileni (pari a 0,28 euro al cambio del 10 settembre 2014) e al netto dei costi di struttura e delle passività nette in capo a Endesa Latinoamérica, pari a un importo negativo di 144 milioni di euro. Tale corrispettivo è stato definito sulla base di procedure e metodologie internazionali di valutazione generalmente accettate in questo tipo di operazioni e supportato dalla "fairness opinion" rilasciata da Mediobanca in qualità di "advisor" finanziario;
- la contestuale presentazione da parte di EEE della proposta concernente la distribuzione da parte di Endesa di un dividendo straordinario in contanti, di ammontare equivalente al corrispettivo da quest'ultima ricevuto per la indicata compravendita del 60,62% del capitale di Enersis e il cui pagamento sarà subordinato alla intervenuta esecuzione della compravendita medesima.

La proposta concernente l'operazione di compravendita del 60,62% del capitale di Enersis contempla, tra l'altro, una clausola in base alla quale, per la durata di due anni dal closing dell'operazione stessa, in caso di cessione per un corrispettivo in contanti a soggetti estranei al Gruppo Enel di una quota del capitale di Enersis che ne riduca la partecipazione complessivamente posseduta (in forma diretta e indiretta) al di sotto del 60,62%, EEE riconoscerà a Endesa l'eventuale differenza positiva tra il corrispettivo per azione Enersis su cui è basata tale cessione e quello su cui è basata l'indicata compravendita del 60,62% del capitale di Enersis, moltiplicata per il numero di azioni Enersis oggetto di cessione.

Accettazione del CdA di Endesa della proposta di EEE
Tanto l'operazione di compravendita del 60,62% del capitale di Enersis quanto la proposta di distribuzione del dividendo straordinario in contanti sono state poi esaminate dal Consiglio di Amministrazione di Endesa, il quale, in data 17 settembre 2014, ha deliberato positivamente circa l'operazione sottoponendo la stessa all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti, sulla base delle proposte formulate da un apposito comitato composto esclusivamente da Amministratori indipendenti, incaricato di verificare che tale progetto di riassetto risponda all'interesse sociale di Endesa sotto il profilo economico-finanziario, giuridico e strategico.

Approvazione del CdA di Endesa della distribuzione di un dividendo straordinario e della nuova politica dei dividendi da parte di Endesa

In data 7 ottobre 2014, nell'ambito dell'aggiornamento del proprio piano industriale, il Consiglio di Amministrazione di Endesa ha esaminato e approvato:

- la distribuzione di un ulteriore dividendo straordinario in contanti, sotto forma di acconto dividendo sugli utili dell'esercizio 2014, pari a 6,0 euro per azione, per un ammontare complessivo di 6.353 milioni di euro, al fine di conseguire una più equilibrata ed efficiente struttura patrimoniale della società. Tale dividendo straordinario si aggiunge a quello – già comunicato al mercato lo scorso 17 settembre e sottoposto all'approvazione dell'Assemblea degli azionisti di Endesa convocata per il 21 ottobre 2014 – di 7,795 euro per azione, per un ammontare complessivo di 8.253 milioni di euro, legato alla vendita a EEE della partecipazione del 60,62% posseduta direttamente e indirettamente da parte di Endesa nel capitale della cilena Enersis;
- una nuova politica di dividendi riferita agli esercizi 2014-2016, che – alla luce dell'elevata generazione di cassa prevista da parte di Endesa – prevede:
  - per quanto riguarda l'esercizio 2014, la distribuzione – in aggiunta ai sopracitati dividendi straordinari – di un dividendo ordinario in contanti pari a 0,76 euro per azione, per un ammontare complessivo di circa 800 milioni di euro, da mettere in pagamento nel corso del 2015;
  - per quanto riguarda gli esercizi 2015 e 2016, l'obiettivo di un incremento dell'indicato dividendo ordinario in contanti di 0,76 euro per azione nella misura di almeno il 5% su base annua;
  - il pagamento degli indicati dividendi ordinari in due soluzioni, nel corso dei mesi di gennaio e luglio, in linea con quanto praticato dai principali competitor.

Accettazione dell'Assemblea degli azionisti di Endesa della proposta di EEE e deliberazioni sulla distribuzione dei dividendi

Nella riunione del 21 ottobre 2014 l'Assemblea degli azionisti di Endesa ha approvato la proposta vincolante presentata dal Consiglio di Amministrazione della stessa Endesa relativamente al sopracitato acquisto di Enersis e della distribuzione dei due dividendi straordinari in contanti.

Delibera del CdA di Enel SpA per il collocamento sul mercato di una quota del capitale sociale di Endesa da parte di EEE

In data 4 novembre 2014 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato l'avvio del collocamento sul mercato di una quota del capitale sociale di Endesa da parte di EEE. L'ammontare iniziale oggetto di offerta è stato individuato nel 17% del capitale sociale di Endesa, potendo raggiungere un massimo del 22%, inclusa in ogni caso l'opzione greenshoe (che prevede che i Joint Global Coordinator possano acquistare un massimo del 15% del numero di azioni oggetto dell'offerta).

L'offerta pubblica di vendita delle azioni Endesa

In data 6 novembre 2014 l'Autorità spagnola Comisión Nacional del Mercado de Valores ("CNMV") ha approvato la pubblicazione del prospetto informativo relativo al sopracitato collocamento, così articolato:

- un'offerta pubblica di vendita ("OPV") in Spagna rivolta agli investitori retail, che rappresenti il 15% dell'ammontare dell'Offerta Iniziale (al netto dell'opzione greenshoe), con la possibilità che una parte delle azioni inizialmente destinate all'Offerta istituzionale confluiscano nell'OPV (c.d. "clawback"), elevando l'ammontare di quest'ultima fino a un massimo del 30% dell'Offerta Iniziale e del 23,27% dell'Offerta Massima (sempre al netto dell'opzione greenshoe). Il prezzo massimo a cui verranno collocate le azioni di Endesa nell'ambito dell'OPV, iniziata in data 7 novembre 2014, è stato fissato in misura pari a 15,535 euro per azione, valore corrispondente al più elevato tra i prezzi di chiusura del titolo Endesa registrati sulla Borsa spagnola tra il 29 ottobre e il 5 novembre 2014. L'OPV prevede che il prezzo definitivo dell'OPV sia il minore tra il suddetto prezzo massimo e il prezzo determinato nell'ambito dell'Offerta istituzionale. Nell'ambito dell'OPV è contemplato un meccanismo di incentivazione (c.d. "bonus share"), che prevede l'attribuzione gratuita di 1 azione Endesa ogni 40 azioni acquistate durante l'OPV e conservate ininterrottamente per 12 mesi dalla data di pagamento. È inoltre previsto un meccanismo di allocazione preferenziale delle azioni oggetto dell'OPV in favore di coloro che risultavano azionisti di Endesa al 5 novembre 2014;
- un'offerta rivolta a investitori istituzionali spagnoli e internazionali, che rappresenti l'85% dell'ammontare dell'Offerta Iniziale (al netto dell'opzione greenshoe e salvo il clawback con l'OPV). Il prezzo delle azioni oggetto dell'Offerta istituzionale, iniziata il 13 novembre 2014, è stato poi determinato in data 20 novembre 2014, sentiti i Joint Global Coordinator, tenendo in considerazione, tra l'altro, la quantità e la qualità degli ordini pervenuti nell'ambito della stessa Offerta istituzionale, nonché la

quantità della domanda complessiva riferita all'Offerta Globale e le condizioni di mercato.

In data 19 novembre 2014 è avvenuta la chiusura dell'offerta pubblica di vendita. Secondo le informazioni pervenute dai Joint Global Coordinator, la domanda è stata pari a circa 1,7 volte l'ammontare inizialmente previsto per l'OPV medesima. Considerato il risultato dell'OPV, EEE, sentiti i Joint Global Coordinator, ha deciso di avvalersi della facoltà di aumentare il quantitativo di azioni originariamente previsto per gli investitori retail, assegnando all'OPV ulteriori n. 11.333.823 azioni, elevando così il numero complessivo di azioni oggetto dell'OPV a n. 34.810.500 azioni. L'assegnazione delle azioni agli investitori retail è stata effettuata secondo il criterio di riparto previsto nel prospetto informativo. Successivamente, in data 23 novembre 2014, il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha deliberato, per quanto di competenza, di fissare, sentiti i Joint Global Coordinator, il prezzo dell'Offerta istituzionale in 13,50 euro per azione Endesa.

Tale prezzo è stato applicato anche all'offerta rivolta agli investitori retail (l'OPV e, congiuntamente all'Offerta istituzionale, l'Offerta Globale), poiché, in linea con quanto comunicato al mercato, corrisponde all'importo più basso tra il prezzo massimo previsto per l'OPV (pari a 15,535 euro per azione) e il prezzo dell'Offerta istituzionale.

È stato inoltre fissato l'ammontare dell'Offerta Globale in n. 232.070.000 azioni (ivi comprese n. 30.270.000 azioni oggetto di sovrallocazione e di successivo eventuale esercizio dell'opzione greenshoe), pari al 21,92% del capitale sociale di Endesa, per un corrispettivo complessivo pari a 3.133 milioni di euro; l'ammontare dell'Offerta Globale è stato fissato tenendo conto della domanda pervenuta dagli investitori istituzionali, del prezzo dell'Offerta Globale e delle condizioni del mercato. L'allocazione definitiva delle azioni oggetto dell'Offerta Globale è stata quindi pari a n. 34.810.500 azioni per l'OPV e a n. 197.259.500 azioni per l'Offerta istituzionale (ivi comprese n. 30.270.000 azioni oggetto dell'opzione greenshoe). Le azioni oggetto dell'OPV sono state assegnate agli investitori retail secondo il criterio di riparto previsto nel prospetto informativo. L'offerta rivolta agli investitori istituzionali è stata curata da un consorzio di banche coordinato e diretto da Banco Santander, BBVA, Credit Suisse e J.P. Morgan in qualità di Joint Global Coordinator, mentre Goldman Sachs International, Morgan Stanley e UBS Limited hanno agito nel ruolo di Joint Bookrunner.

BBVA e Santander hanno inoltre coordinato il consorzio incaricato dell'offerta rivolta agli investitori retail in Spagna.

Mediobanca ha svolto il ruolo di advisor finanziario di Enel e di EEE (in qualità di offerente).

Esercizio dell'opzione greenshoe

In data 25 novembre 2014 Credit Suisse Securities (Europe) Limited, in qualità di Agente per la Stabilizzazione per conto del consorzio di banche responsabili dell'OPV rivolta agli investitori istituzionali, ha esercitato integralmente l'opzione di acquisto (c.d. "greenshoe") per complessive n. 30.270.000 azioni Endesa al prezzo di offerta di 13,50 euro per azione.

A seguito dell'esercizio dell'opzione greenshoe, l'offerta globale di vendita promossa da EEE ha pertanto comportato l'assegnazione di 232.070.000 azioni Endesa, pari al 21,92% del relativo capitale sociale, per un corrispettivo complessivo pari a 3.132.945.000 euro.

Con l'esercizio della suddetta opzione greenshoe si conclude anche il periodo di stabilizzazione (inizialmente previsto fino al 15 dicembre 2014) durante il quale Credit Suisse Securities (Europe) Limited non ha dovuto effettuare operazioni di stabilizzazione sul titolo Endesa

27 novembre

Enel firma accordo con la società cinese ZTE Corporation su mobilità elettrica, smart grid e rinnovabili

In data 27 novembre 2014 Enel SpA ha sottoscritto un accordo quadro con ZTE Corporation, azienda leader cinese nel settore dell'IT. L'intesa darà via a una cooperazione tra i due gruppi nel settore della mobilità elettrica, delle reti intelligenti e delle rinnovabili che permetterà di conseguire gli obiettivi strategici attraverso lo sviluppo di tecnologie sostenibili e innovative.

Nell'ambito della mobilità elettrica, Enel e ZTE intendono scambiare informazioni sulle rispettive soluzioni tecnologiche per ottimizzare la ricarica dei veicoli ed esplorare possibili soluzioni integrate e sinergie per eventuali sviluppi commerciali congiunti.

Nel settore delle smart grid, i due partner intendono valutare opportunità in mercati di comune interesse, basate su soluzioni e tecnologie sviluppate da Enel.

Per quanto riguarda le energie rinnovabili, Enel e ZTE daranno il via a una collaborazione su progetti Enel già esistenti, identificando le opportunità di ottimizzazione e integrando le migliori soluzioni IT, con l'obiettivo di migliorare le prestazioni degli impianti rinnovabili.

Uno sforzo particolare sarà rivolto alla cooperazione sui sistemi di generazione rinnovabili "off grid", inclusa una collaborazione nel sito di Ollagüe, in Cile, vicino al confine con la Bolivia, dove la società del Gruppo Enel dedicata alle energie rinnovabili, Enel Green Power, sta realizzando un innovativo

583

impianto ibrido da 232 kW "off-grid" che unisce fotovoltaico e una turbina mini-eolica, integrati con un sistema di accumulo di energia. La collaborazione concernente il progetto di Ollagüe è mirata a esplorare possibili ottimizzazioni e a identificare ulteriori opportunità di sviluppo in installazioni simili.

1 dicembre

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

In data 1° dicembre 2014 Enel Green Power, nella gara pubblica *"A-5 Brazilian Auction"*, si è aggiudicata il diritto di stipulare dei contratti ventennali di fornitura di energia elettrica prodotta da un nuovo progetto eolico, da 114 MW di capacità installata, con un pool di società di distribuzione brasiliane.

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

Morro do Chapéu, con una capacità installata totale di 114 MW e un load factor medio di oltre il 50%, equivalente a circa 4.500 ore di energia prodotte all'anno, sarà in grado di generare più di 500 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 150.000 tonnellate annue di CO_2.

11 dicembre

Enel Green Power e Itaú Unibanco firmano accordo di finanziamento per 100 milioni di dollari statunitensi

In data 11 dicembre 2014 Enel Green Power, attraverso la sua controllata brasiliana Enel Brasil Participações, e la banca brasiliana Itaú Unibanco hanno firmato un accordo di finanziamento, della durata di 10 anni, per più di 260 milioni di real brasiliani (circa 100 milioni di dollari statunitensi). Il finanziamento con Itaú è stato organizzato da International Finance Corporation (IFC) e coprirà parte degli investimenti per la costruzione di oltre 260 MW di eolico negli Stati di Bahia, Pernambuco e Rio Grande do Norte, situati nel nord-est del Brasile. Tale finanziamento si aggiunge all'accordo di finanziamento da 200 milioni di dollari statunitensi, indicizzato al real brasiliano, perfezionato con IFC nel maggio 2014 sempre a supporto dello sviluppo eolico di Enel Green Power nelle stesse aree.

12 dicembre

Cessione di LaGeo

In data 12 dicembre 2014 Enel Green Power ("EGP") e Inversiones Energéticas ("INE"), la società energetica statale salvadoregna, hanno firmato un accordo per la cessione della quota del 36,2% detenuta da EGP in LaGeo – la joint venture tra EGP e INE per lo sviluppo della geotermia in El Salvador – alla stessa INE che, con una quota pari al 63,8%, era già azionista di maggioranza della società.

Con questo accordo, EGP cede a INE la sua intera partecipazione in LaGeo, per un corrispettivo pari a circa 280 milioni di dollari statunitensi (circa 224 milioni di euro), chiudendo così le sue attività nel Paese.

EGP e INE hanno avviato i negoziati sotto l'egida del Centro internazionale per la risoluzione delle controversie relative agli investimenti (ICSID) della Banca Mondiale a Washington (USA), con lo scopo di siglare un accordo reciprocamente vantaggioso e porre termine a una disputa iniziata otto anni fa tra le due aziende.

L'operazione di cessione è effettuata nel quadro di un accordo transattivo siglato con lo Stato di El Salvador riguardante il contenzioso in corso presso ICSID. La piena efficacia della risoluzione definitiva del contenzioso con la Repubblica di El Salvador è soggetta a determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di EGP e dei suoi rappresentanti) che si dovranno verificare nei prossimi sei mesi.

18 dicembre

Cessione di Enel Green Power France

In data 18 dicembre 2014 Enel Green Power International ("EGPI") (controllata al 100% da Enel Green Power) ha perfezionato la cessione dell'intero capitale di Enel Green Power France ("EGP France") a Boralex EnR, controllata indiretta francese della società canadese Boralex per un corrispettivo totale di 298,4 milioni di euro, compreso il rimborso di un finanziamento soci, in essere, concesso a EGP France. Con questa vendita, Enel Green Power esce dal settore delle energie rinnovabili in Francia.

Il corrispettivo totale di 298,4 milioni di euro pagato a EGPI include un saldo netto di cassa pari a 3,3 milioni di euro ed è soggetto a "price adjustment" in linea con le procedure standard per questo tipo di transazioni. Il corrispettivo è stato pagato interamente al closing dell'operazione.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2014	2013 restated
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,68	1,78
Risultato operativo per azione (euro)	0,33	1,04
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,05	0,34
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,32	0,33
Dividendo unitario (euro) (1)	0,14	0,13
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,35	3,82
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,46	3,38
Prezzo minimo dell'anno (euro)	3,13	2,30
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,75	3,10
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) (2)	35.307	29.190
Numero di azioni al 31 dicembre (milioni)	9.403	9.403

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 18 marzo 2015.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		Corrente (1)	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2012
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE MIB		9,49%	9,45%	8,82%	11,02%
- su indice Bloomberg World Electric		2,94%	2,89%	3,12%	3,17%
Rating:					
Standard & Poor's	Outlook	Stable	Stable	Stable	Negative
	M/L termine	BBB	BBB	BBB	BBB+
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Negative	Negative	Negative	Negative
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	P2	P2	P2	P2
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Watch Negative	Watch Negative
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2015.

Nel corso del 2014 negli Stati Uniti si è rilevata un'accelerazione nella crescita dell'attività economica, che invece è rimasta debole sia nei Paesi emergenti sia nell'area euro e in Giappone. Sulle prospettive di crescita a livello globale gravano inoltre i rischi di un ulteriore rallentamento dell'economia cinese e di un deterioramento della situazione economica e finanziaria in Russia.

Per quanto riguarda le economie avanzate, nel 2014 è proseguita la discesa dei tassi di interesse a lungo termine; in particolar modo, i rendimenti dei titoli di Stato decennali nei Paesi dell'area euro hanno continuato a diminuire nel corso dell'anno a causa del calo delle aspettative di inflazione portandosi, in molti Paesi, al minimo storico.

In tale contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2014 sostanzialmente invariati. L'indice italiano FTSE Italia All Share ha registrato nell'anno una variazione poco significativa e pari al -0,3%. Al contrario, il settore delle utility europeo si è mosso in controtendenza ed è stato uno dei settori che ha performato meglio nel 2014.

chiudendo l'esercizio in deciso rialzo (circa il +13% rispetto alla chiusura dell'anno precedente).

Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2014 si è concluso con un significativo incremento delle quotazioni, che hanno chiuso l'anno a un prezzo pari a 3,696 euro ovvero +16% rispetto alla chiusura dell'anno precedente, sovraperformando sia l'indice italiano sia l'indice delle utility europeo.

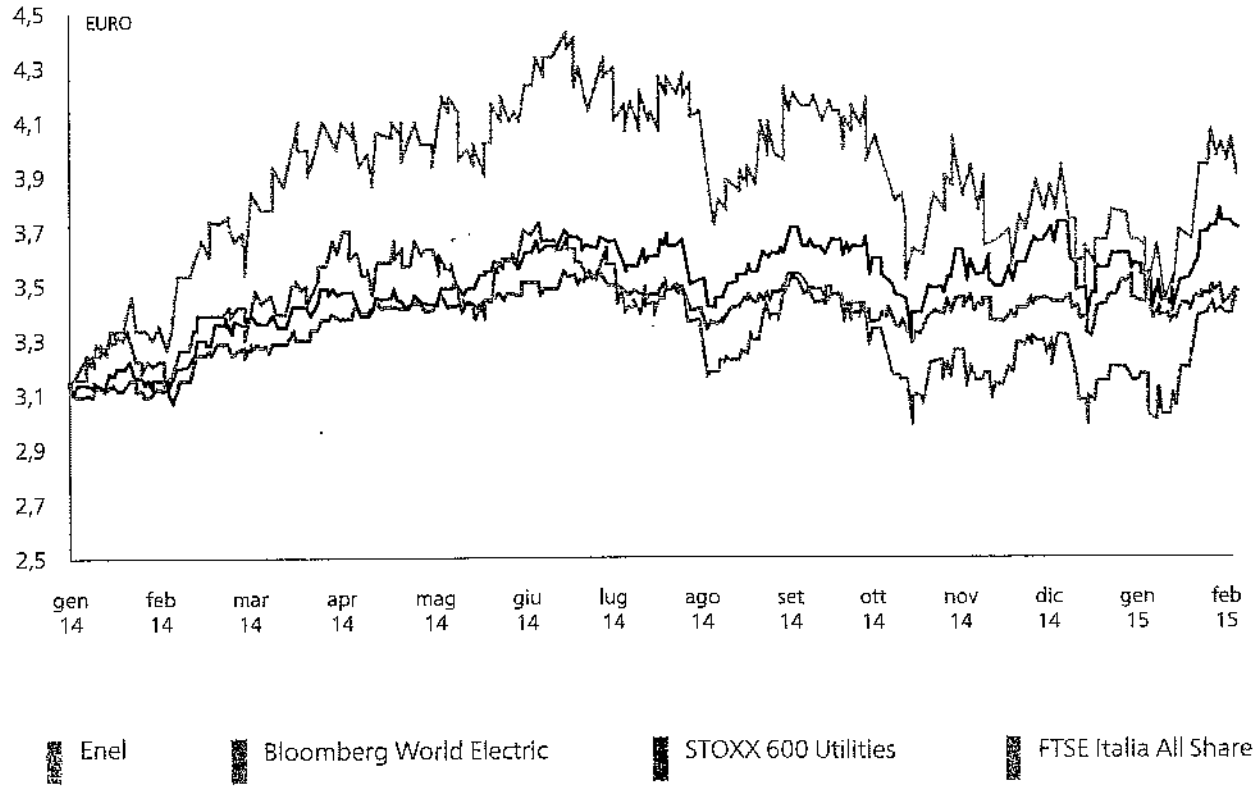
Il 26 giugno 2014 è stato pagato il dividendo relativo agli utili 2013 per un importo pari a 13 centesimi di euro.

Al 31 dicembre 2014 l'azionariato Enel è composto per il 31,2% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 44,7% da investitori istituzionali e per il 24,1% da investitori individuali.
In data 26 febbraio 2015 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha ceduto una partecipazione pari al 5,74% del capitale della Società; pertanto, a seguito di tale operazione, la partecipazione detenuta dal suddetto Ministero è scesa dal 31,24% al 25,50% del capitale della Società.

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 ad 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: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric e FTSE Italia All Share, dal 1°gennaio 2014 al 5 febbraio 2015



Il contesto economico energetico nel 2014

Andamento economico

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

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

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

La crescita delle economie emergenti è stata caratterizzata da performance inferiori rispetto allo scorso anno (+4,4% rispetto al +4,7% nel 2013). Diversi fattori hanno determinato tale situazione, quali il rallentamento delle prospettive di crescita della Cina e il calo del prezzo delle commodity. In particolare il rallentamento cinese comporterà una minore propensione agli investimenti in beni capitali (dalle economie emergenti) e maggiore domanda di beni durevoli (dalle economie avanzate) con pericolose ripercussioni per i Paesi emergenti esportatori di materie prime (Argentina, Brasile, Cile, Colombia, Indonesia, Perù, Russia e Sudafrica). Per questi ultimi il crollo del prezzo delle commodity nel 2014, associato al rallentamento economico globale, ha contribuito a generare un rallentamento del ciclo economico, un peggioramento del saldo di conto corrente e del deficit fiscale, una forte volatilità sul mercato dei cambi, aumento dell'inflazione e perdita di competitività soprattutto rispetto ai Paesi esportatori manifatturieri (Paesi Sud Est asiatici per lo più). Negli ultimi anni si è assistito a un deflusso degli investimenti esteri nei mercati emergenti (Foreign Direct Investments - FDI sotto l'1% del PIL nel 2014 per la prima volta in 15 anni). I Paesi maggiormente vulnerabili si sono rivelati essere quelli con una maggiore incidenza sull'export delle commodity (come Argentina, Brasile, Colombia, Perù e Russia) e con una situazione di deficit di conto corrente (Sudafrica, Brasile, Indonesia, Perù). In Latino America, Argentina e Brasile hanno mostrato maggiori difficoltà: l'economia argentina è ormai da qualche anno alle prese con una crisi valutaria, un'inflazione reale superiore al 30%, una persistente contrazione dell'export, elevato deficit fiscale e irrisolta crisi del debito in valuta estera. Il Brasile continua a soffrire di elevata inflazione, crescita modesta, consistente deficit fiscale e di conto corrente che stanno mettendo a serio rischio lo status di solidità dei titoli sovrani. Cile, Colombia e Perù hanno mostrato segnali di rallentamento nel 2014 sebbene abbiano registrato tassi di crescita positivi (rispettivamente +1,8%, +5,1% e +2,6%). Il Cile ha risentito della minore domanda della Cina (principale partner commerciale), rallentamento degli FDI nel settore minerario, ed elevati livelli di inflazione (inflazione core ben al di sopra del livello target del 3%). Il crollo delle quotazioni del petrolio ha rappresentato il principale elemento negativo per la Colombia (esportazione di greggio e prodotti raffinati pesano per il 55% del totale) con conseguente peggioramento del deficit della bilancia di conto corrente (>5% del PIL). Sull'economia peruviana nel 2014 il deflusso di investimenti esteri e il calo del prezzo dei metalli (rame, oro, argento), che pesano per il 70% sul totale dell'export, hanno determinato un ribasso delle quotazioni delle commodity.

Il 2014 è stato particolarmente negativo per la Russia, che sta attraversando una preoccupante fase di recessione economica esasperata dal crollo del Brent e dalle sanzioni internazionali per crisi Ucraina, con serie ripercussioni sull'accesso ai mercati dei capitali. Il PIL è atteso allo 0,6% nel 2014 dall'1,3% nel 2013. Per contrastare la caduta del rublo la banca centrale russa (CBR) ha alzato i tassi di interesse di 750 bps a dicembre portandoli al 17%, ed è impegnata a mantenere una politica restrittiva fin quando il prezzo del Brent non torni su livelli di equilibrio di bilanci.

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

Incremento annuo del PIL in termini reali

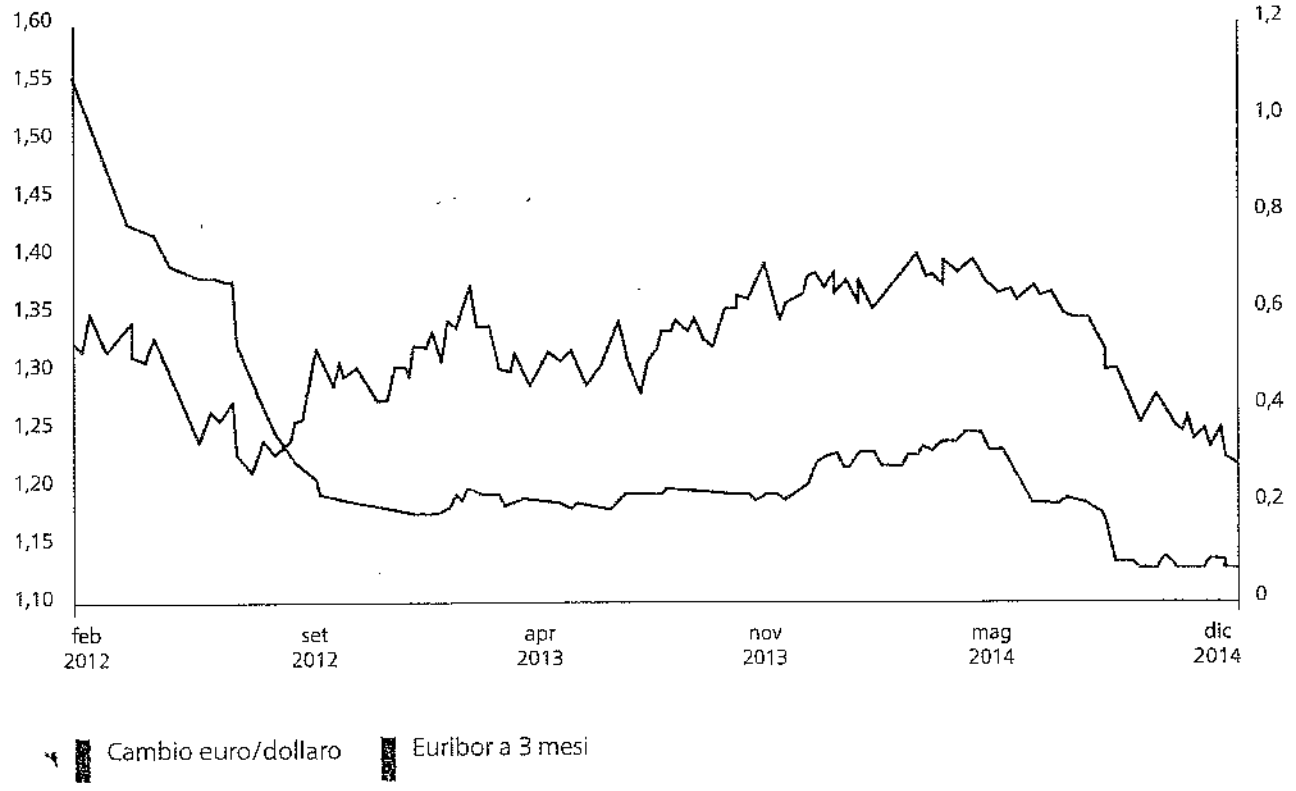
%

	2014	2013
Italia	-0,4	-1,9
Spagna	1,4	-1,2
Portogallo	0,8	-1,4
Grecia	1,0	-4,0
Francia	0,4	0,4
Romania	2,9	3,5
Russia	0,6	1,3
Brasile	-0,1	2,5
Cile	1,8	4,1
Colombia	5,1	4,7
Messico	2,2	1,4
Perù	2,5	5,8
Canada	2,4	2,0
USA	2,4	2,2

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

Andamento dei principali indicatori di mercato

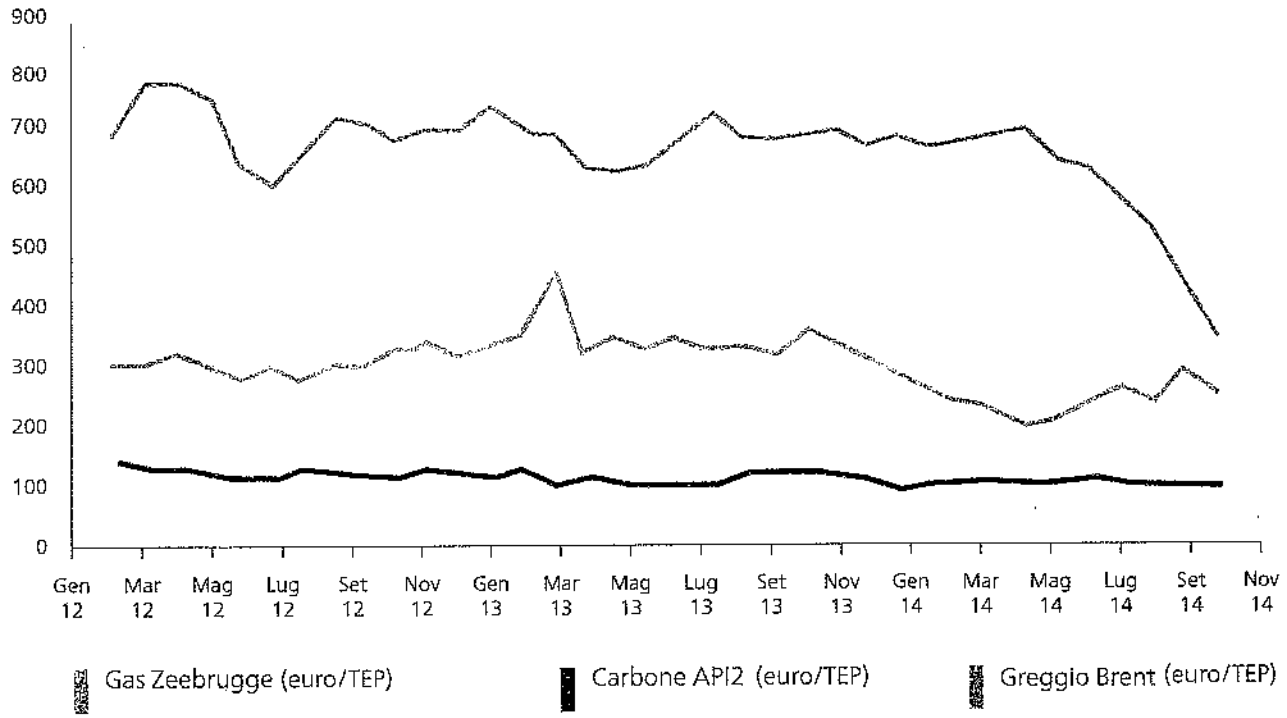
Mercato monetario



Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso del 2014 il prezzo del Brent, pari a 55,8 dollari statunitensi/bbl a fine anno (vs 110,8 dollari statunitensi/bbl del 2013), ha subito una brusca caduta come non accadeva dallo shock petrolifero di fine 2008, per motivi sostanzialmente riconducibili a movimenti strutturali di domanda e offerta.
Dal lato della domanda diversi fattori tra i quali (i) il rallentamento delle performance economiche globali e (ii) gli stringenti vincoli ambientali ne hanno frenato i consumi; mentre l'offerta è stata caratterizzata dal (i) forte sviluppo della produzione non convenzionale negli USA e Canada (tight oil) e (ii) dal forte recupero della produzione libica nel corso dell'ultimo anno che hanno accresciuto l'offerta di 2,8 mb/d (a fronte di una crescita della domanda di 0,7 mb/d).
A ciò va aggiunta una certa riluttanza da parte dei Paesi OPEC sul finire del 2014, con in testa l'Arabia Saudita, a ridurre i loro livelli di produzione al fine di mantenere le quote di mercato. Accanto a questi elementi fondamentali, alcuni fattori finanziari, quali la fine dei programmi di espansione monetaria (quantitative easing) e il conseguente atteso rialzo dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve americana, hanno ulteriormente aumentato la pressione ribassista.

Quotazioni delle *commodity*



La violenta discesa delle quotazioni del Brent ha interessato il livello dei prezzi di gas e carbone solo nell'ultimo mese dell'anno. I prezzi del carbone si sono attestati a fine anno a 71,3 dollari statunitensi/ton, registrando una riduzione del 13% rispetto allo stesso periodo del 2013. La crescita della domanda energetica sta rallentando e in molti mercati maturi è divenuta negativa per effetto combinato del deteriorarsi del ciclo economico, di nuove misure di efficientamento, di stringenti politiche ambientali e della sempre crescente competizione delle energie rinnovabili, determinando un sostanziale surplus di offerta sul mercato.
Inoltre, le condizioni strutturali del mercato dei noli, anch'esso caratterizzato da un surplus di offerta, ha determinato nel solo mese di dicembre una riduzione di circa il 50% dei costi di trasporto.
Il prezzo spot del gas naturale nell'hub europeo di Zeebrugge ha subito una forte contrazione del 25% nel corso dell'anno, passando da 64,8 pence/therm (2013) a 48,4 pence/therm (2014). A pesare sulla dinamica ha contribuito la debolezza degli usi termoelettrici e degli usi residenziali. Nel termoelettrico, in particolare, oltre alla riduzione della domanda legata al rallentamento dell'economia e agli effetti climatici ha pesato la crescita delle energie rinnovabili.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh

	2014	2013	2014-2013
Italia	**309.006**	**318.475**	**-3,0%**
Spagna	243.395	246.372	-1,2%
Romania [1]	50.452	49.809	1,3%
Russia [2]	772.255	767.804	0,6%
Slovacchia	27.950	28.682	-2,6%
Argentina	130.654	129.166	1,2%
Brasile	474.033	463.626	2,2%
Cile [3]	49.409	48.136	2,6%
Colombia	63.772	60.885	4,7%

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

In Europa, i Paesi mediterranei registrano tassi di crescita negativi della domanda elettrica, soprattutto a causa del rallentamento dei consumi industriali e dell'effetto climatico. In particolare, in Italia (-3,0%) e Spagna (-1,2%), le negative performance del comparto industriale e le incertezze del quadro macroeconomico hanno avuto un impatto determinante sui livelli della domanda elettrica. In Russia, nel 2014 si rileva un lieve incremento (+0,6%) rispetto al 2013. Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Colombia (+4,7%) e incrementi meno marcati per Cile (+2,6%), Argentina (+1,2%) e Brasile (+2,2%).

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh

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

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

390

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

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

La *produzione netta* nel 2014 registra un decremento del 4,0% (11.275 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 267.557 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica, l'incremento della produzione da fonte idroelettrica per 3.999 milioni di kWh, principalmente dovuto alle più favorevoli condizioni di idraulicità, e l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per 2.070 milioni di kWh, geotermoelettrica 222 ed eolica per 154 milioni di kWh) a seguito della maggior capacità installata nel Paese, hanno comportato un significativo decremento della generazione da fonte termoelettrica per 17.720 milioni di kWh.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

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

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.
Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria* - consuntivo dicembre 2014). I volumi del 2013 sono aggiornati al 30 novembre 2014.

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

Le *esportazioni nette* nel 2014 risultano in decremento del 41,2% rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2013; tale riduzione è essenzialmente connessa all'effetto netto di un decremento delle esportazioni e di un aumento delle importazioni, dovuto ai minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali.

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

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

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

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

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

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

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

591

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2014-2013	Prezzo medio peakload 2014 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2014-2013
Italia	**52,1**	**-17,3%**	55,7	**-16,2%**
Spagna	42,1	-4,8%	46,4	-3,5%
Russia	21,7	-12,6%	25,0	-12,6%
Slovacchia	33,6	-9,8%	42,9	-12,2%
Brasile	220,7	140,7%	263,6	36,3%
Cile	101,5	-12,5%	208,7	-5,8%
Colombia	84,9	19,1%	180,5	7,2%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2014	2013	2014-2013
Mercato finale (residenziale) (1)			
Italia	15,4	15,0	2,6%
Francia	10,6	10,5	1,0%
Portogallo	12,7	12,3	3,4%
Romania	9,1	8,9	1,9%
Spagna	17,7	17,7	-
Slovacchia	12,2	13,8	-11,0%
Mercato finale (industriale) (2)			
Italia	10,8	11,2	-3,6%
Francia	7,4	7,2	3,8%
Portogallo	10,3	10,1	1,6%
Romania	7,5	8,6	-12,6%
Spagna	11,9	11,5	2,7%
Slovacchia	11,1	12,3	-10,2%

(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.

Andamento dei prezzi di vendita di energia elettrica in Italia

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

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

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2014 un decremento del 17,3% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2013.
Il prezzo medio annuo (al lordo delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico è risultato sostanzialmente invariato nel 2014 rispetto all'anno precedente.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2014	2013	2014-2013	
Italia	**61.501**	**69.478**	**(7.977)**	**-11,5%**
Spagna	25.897	28.662	(2.764)	-9,6%

Il 2014 è stato caratterizzato da un forte ribasso della domanda di gas naturale sia in Italia sia in Spagna. Tale riduzione è attribuibile principalmente al ciclo economico negativo e al mix delle fonti di generazione caratterizzato da un uso crescente delle energie rinnovabili.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2014	2013	2014-2013	
Usi domestici e civili	29.239	33.709	(4.470)	-13,3%
Industria e servizi	13.098	13.174	(77)	-0,6%
Termoelettrico	17.368	20.672	(3.304)	-16,0%
Altro (1)	1.796	1.923	(127)	-6,6%
Totale	**61.501**	**69.478**	**(7.977)**	**-11,5%**

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

La domanda di gas naturale in Italia nel 2014 si attesta a 61.501 milioni di metri cubi, registrando un decremento dell'11,5% rispetto all'esercizio precedente.
Alla contrazione dei consumi per la generazione termoelettrica, da riferire sostanzialmente alle minori quantità generate, si aggiunge un decremento dei consumi per usi domestici e civili da collegare a una più rigida curva termica registrata nel periodo precedente.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2014				2013			
Utente domestico tipo con consumo annuo di 1.400 m³ (centesimi di euro/m³): prezzo al lordo delle imposte	86,3	83,0	77,8	82,0	92,8	88,9	88,4	86,2

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

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nei due esercizi ha registrato una contrazione del 7,6%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Processo di modernizzazione degli aiuti di Stato

L'8 maggio 2012 la Commissione Europea ha intrapreso un piano di riforma volto a modernizzare il quadro di regole e controlli concernenti gli aiuti di Stato. I tre principali obiettivi, legati fra loro, sono i seguenti: promuovere la crescita in un mercato interno rafforzato, dinamico e competitivo, focalizzare l'enforcement sui casi con maggiore impatto e snellire le regole per decisioni più veloci. Il quadro Europeo in materia di aiuti di Stato per il settore energetico comprende le Linee Guida sull'Energia e l'Ambiente (EEAG), il Regolamento sulle Esenzioni per Categoria (GBER) e le Linee Guida sulla Ricerca e l'Innovazione (RDI).
In tale contesto, il 9 aprile 2014 la Commissione ha approvato la revisione delle EEAG per il periodo 2014-2020 con entrata in vigore il 1° luglio 2014. Quest'ultime promuovono un graduale passaggio a strumenti di mercato, quali aste o feed-in premium, per il supporto alle fonti energetiche rinnovabili, forniscono criteri per il supporto ai grandi consumatori di energia esposti alla concorrenza internazionale e includono disposizioni per gli aiuti alle infrastrutture e di meccanismi per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e l'adeguatezza (per es., meccanismi di remunerazione della capacità) nel mercato interno dell'energia.

Regole sulla fornitura dei servizi di investimento (MiFID II)

Il 12 giugno 2014 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il nuovo quadro di regole che disciplina la fornitura dei servizi di investimento in Europa ("MiFID II"), composto dalla direttiva n. 2014/65/EU (MiFID) e dal Regolamento UE n. 600/2014 (MiFIR), che sostituiscono la precedente direttiva MiFID n. 2004/39/EC.
Tra le altre cose, le nuove regole ampliano l'ambito di applicazione della disciplina finanziaria, estendendo la definizione di strumenti finanziari e restringendo le esenzioni attualmente disponibili per le società che negoziano derivati su commodity, tra cui elettricità e gas.
Il pacchetto MiFID II sarà applicabile a partire da gennaio 2017. Prima di tale data, gli Stati membri dovranno recepire la direttiva e, contemporaneamente, la Commissione Europea ed ESMA (European Securities and Markets Authority) saranno incaricate del processo di definizione e adozione degli atti implementativi e delegati previsti da MiFID II.

Regole sugli abusi di mercato (MAR e MAD)

Il 12 giugno 2014 sono stati pubblicati sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il Regolamento UE n. 596/2014 relativo agli abusi di mercato (MAR) e la direttiva n. 2014/57/EU relativa alle sanzioni penali in caso di abusi di mercato (MAD).
Le nuove regole, che sostituiscono l'attuale direttiva n. 2003/6/EC e che entreranno in vigore nel mese di giugno 2016, aggiornano e rafforzano il quadro di norme che assicura la protezione degli investitori e l'integrità dei mercati finanziari.

Comunicazione Efficienza Energetica 2014

Il 23 luglio 2014 è stata pubblicata dalla Commissione Europea la Comunicazione di Efficienza Energetica che mira ad analizzare, da un lato, il periodo regolatorio fino al 2020 e, dall'altro, a identificare il potenziale raggiungibile al 2030. Riguardo al primo tema, le attuali misure implementate al 2020 permetteranno di raggiungere il 18-19% di riduzione dei consumi di energia primaria rispetto all'obiettivo originario del 20%. In tale contesto, la Commissione afferma che se gli Stati Membri implementeranno correttamente l'attuale normativa, l'Europa non necessiterà di misure aggiuntive per colmare il gap. Per quanto riguarda il periodo post-2020, la Commissione Europea propone un obiettivo del 30% di riduzione dei consumi di energia primaria al 2030 rispetto alle proiezioni del 2007.

Direttiva Emissioni Industriali

Nell'ambito della fase d'implementazione della Direttiva Emissioni Industriali (IED, n. 2010/75/UE) la Commissione Europea sta lavorando all'aggiornamento del documento di riferimento delle migliori tecniche disponibili per i gran-

di impianti di combustione (BREF LCP), che include i livelli di emissione associati alle migliori tecnologie disponibili che dovranno essere considerati nelle autorizzazioni integrate ambientali. La conclusione del processo di revisione prevista per la fine del 2015 potrebbe essere rinviata ai primi mesi del 2016.

Il quadro regolamentare italiano

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria n. 1992/96/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal decreto legislativo n. 79/1999. Con tale decreto sono state stabilite: la liberalizzazione delle attività di produzione e vendita dell'elettricità; la riserva nei confronti di un gestore di rete indipendente delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'affidamento in concessione dell'attività di distribuzione all'Enel e alle altre imprese municipalizzate; la separazione dei servizi di rete dalle altre attività della filiera (unbundling).

L'implementazione a livello nazionale delle successive direttive n. 2003/54/CE e n. 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n. 125/2007 e con il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la completa apertura del mercato retail e la riconferma della completa indipendenza del gestore della rete di trasmissione nazionale (già disposta dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004) tramite la sua separazione proprietaria dagli altri operatori della filiera.

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ha avuto invece inizio con la direttiva n. 1998/30/CE, recepita in Italia nel 2000 con il decreto legislativo n. 164, che ha previsto la liberalizzazione delle attività di importazione, produzione e vendita del gas e la separazione societaria delle attività di gestione delle infrastrutture di rete dalle altre attività del settore. In merito al modello di unbundling delle attività di trasporto dalle altre attività diverse da quelle di rete, con delibera n. 515/2013/R/gas, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) ha certificato il passaggio a un modello di separazione proprietaria ai sensi della direttiva n. 2009/73/CE.

Divisione Mercato

Energia elettrica

Mercato retail

Come disposto dalla direttiva n. 2003/54/CE, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali possono liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero o essere serviti in un regime regolato. Tale regime è stato definito con la legge n. 125/2007 che ha istituito i servizi di "maggior tutela" (per i clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione) e di "salvaguardia" (per i clienti di maggiori dimensioni non ammessi al servizio di maggior tutela).

L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste triennali. Per il periodo 2014-2016, Enel Energia è risultata assegnataria di cinque delle dieci aree previste (corrispondenti alle regioni Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia).

Il servizio di maggior tutela è invece garantito da società di vendita collegate ai distributori. Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'AEEGSI e aggiornate su base trimestrale, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti. In particolare, l'AEEGSI aggiorna annualmente la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela (RCV) in modo da assicurare la copertura dei costi (costi operativi, oneri di morosità e ammortamenti) e una congrua remunerazione del capitale investito.

Sul mercato libero i prezzi sono definiti dagli esercenti e l'intervento dell'AEEGSI è limitato alla definizione di regole a tutela sia dei clienti sia degli stessi esercenti.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'AEEGSI ha adottato alcuni provvedimenti volti a contenere il rischio creditizio degli esercenti, aumentato negli ultimi anni soprattutto per effetto della congiuntura economica.

L'AEEGSI sta proseguendo nel percorso di implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII). Tale sistema, istituito con legge n. 129/2010, è finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra operatori del mercato dell'energia elettrica e del gas ed è basato su una banca dati centrale dei punti di prelievo creata inizialmente per il settore elettrico e che sarà estesa anche al settore del gas a partire dal 2015.

Gas

Mercato retail

Il decreto legislativo n. 164/2000 ha previsto che, a partire dal 1° gennaio 2003, tutti i clienti sono liberi di scegliere il proprio fornitore di gas naturale sul mercato libero.

Parallelamente è garantito un servizio di tutela (limitatatamente ai soli clienti domestici, come disposto dal decreto legge del 21 giugno 2013, n. 69) per cui le società di vendita sono tenute a proporre alla clientela, unitamente alle proprie offerte commerciali, le condizioni economiche di riferimento definite dall'AEEGSI.

In assenza di un venditore, la continuità di fornitura dei piccoli clienti non morosi (domestici e altri usi con consumi annui < 50.000 Smc) e dei clienti che svolgono attività di servizio pubblico è garantita dal Fornitore di Ultima Istanza (FUI); nel caso di morosità o di impossibilità di attivare il FUI la continuità della fornitura è garantita dal Fornitore di Default Distribuzione (FDD) individuato – al pari del FUI – attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale. Con le procedure a evidenza pubblica svolte a settembre 2014 sono stati individuati i titolari dei servizi di ultima istanza per il biennio 1° ottobre 2014 - 30 settembre 2016. Enel Energia è stata individuata come FUI su sette delle otto aree territoriali in gara e come FDD in sei aree su otto.

Dal 1° ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma delle condizioni economiche applicate ai clienti aventi diritto al servizio di tutela. In tale ambito, l'AEEGSI ha modificato le modalità di determinazione della componente materia prima, indicizzandola totalmente ai prezzi spot, introdotto componenti di gradualità (tra cui una specifica per la rinegoziazione dei contratti di lungo periodo) e fissato un incremento del valore della componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio in un'ottica di maggiore cost-reflectivity.

Con riferimento alla componente materia prima gas, il 24 gennaio 2014 il TAR Lombardia, nell'ambito del giudizio instaurato da Enel Energia ed Enel Trade, ha annullato le delibere con cui l'AEEGSI aveva modificato (in riduzione) la formula di determinazione di tale componente per gli anni termici 2010-2011 e 2011-2012. Il 10 aprile 2014 l'AEEGSI ha presentato appello al Consiglio di Stato.

Divisione Generazione ed Energy Management

Energia elettrica

Produzione e mercato all'ingrosso

L'attività di produzione di energia elettrica è stata completamente liberalizzata nel 1999 con il decreto legislativo n. 79/1999 e può essere esercita da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

L'energia elettrica prodotta può essere venduta all'ingrosso in un mercato spot organizzato (IPEX), gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), e attraverso piattaforme per la negoziazione di contratti a termine, organizzate e non organizzate (over the counter). La piattaforma organizzata è il Mercato Elettrico a Termine (MTE), gestito dal GME, in cui sono negoziati contratti di energia elettrica a termine con consegna fisica del bene. Possono essere anche negoziati contratti finanziari derivati aventi come sottostante l'energia elettrica. La sede di negoziazione organizzata per tali transazioni è il mercato a termine (IDEX), gestito da Borsa Italiana. Anche i contratti finanziari possono essere negoziati su piattaforme over the counter.

I produttori possono inoltre vendere l'energia elettrica a società operanti nel trading di energia, a grossisti che acquistano per la rivendita al dettaglio e all'Acquirente Unico che ha il compito di assicurare la fornitura di energia ai clienti in regime di maggior tutela.

Inoltre, ai fini dello svolgimento dell'attività di dispacciamento, intesa come la gestione efficiente dei flussi di energia sulla rete per assicurare l'equilibrio tra le immissioni e i prelievi, l'energia è oggetto di transazioni in un apposito mercato, il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), sul quale Terna si approvvigiona dai produttori delle risorse necessarie per tale attività.

La regolamentazione del mercato elettrico è affidata all'AEEGSI e al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). In particolare, nell'ambito della disciplina del servizio di dispacciamento, l'AEEGSI ha adottato alcuni provvedimenti per la regolazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema. Tali impianti sono qualificati essenziali in ragione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'AEEGSI.

Con decreto legge n. 91 del 24 giugno 2014 sono state dichiarate "essenziali per la sicurezza" tutte le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti programmabili ubicate in Sicilia e aventi potenza superiore a 50 MW. La misura trova applicazione fino al completamento della linea "Sorgente-Rizziconi" di interconnessione tra la Sicilia e la Calabria e delle altre opere necessarie all'incremento della capacità di interconnessione. Le unità di produzione così individuate sono soggette dal 1° gennaio 2015 a obblighi di offerta sui mercati dell'energia e dei servizi e hanno diritto alla reintegrazione dei costi di generazione sostenuti secondo regole analoghe a quelle già applicate agli altri impianti essenziali per la sicurezza.

La normativa ha poi previsto, fin dall'avvio del mercato nel 2004, una forma di remunerazione amministrata della capacità produttiva; viene riconosciuto, in particolare, uno specifico corrispettivo agli impianti che si rendono disponibili in determinati periodi dell'anno individuati *ex ante* dal Gestore di rete come critici per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Nel mese di agosto del 2011, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera n. 98/2011 che fissa i criteri per l'implementazione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della capacità produttiva in luogo dell'attuale remunerazione amministrata. Tale meccanismo prevede l'organizzazione di aste nelle quali Terna avrà il compito di acquistare dai produttori la capacità necessaria per garantire l'adeguatezza del sistema elettrico nei prossimi anni.

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 30 giugno 2014 è stato approvato lo schema di funzionamento del mercato della capacità precedentemente posto in consultazione dall'AEEGSI.

Il meccanismo si basa sull'assegnazione, tramite asta, di contratti di opzione (c.d. "reliability option") che prevedono che a fronte di un premio, definito in esito all'asta con fissazione del prezzo di tipo marginal price, il produttore si impegni a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma nei mercati spot dell'energia e dei servizi di dispacciamento e un prezzo di riferimento fissato *ex ante* nel contratto di opzione.

La disciplina approvata prevede un valore massimo (cap) e un valore minimo (floor) per il premio da riconoscere alla capacità esistente; il floor viene riconosciuto a tutta la capacità esistente e dovrà essere individuato dall'AEEGSI.

Le prime aste per l'assegnazione dei contratti di opzione saranno svolte nel 2015, con consegna a partire dal 2019-2020.

Per far fronte a situazioni di criticità del sistema gas, quale quella occorsa nel periodo compreso tra il 6 e il 16 febbraio 2012, il decreto legge n. 83 del 2012 – convertito con legge n. 134 del 7 agosto 2012 – ha disposto, dall'anno termico 2012-2013, l'individuazione su base annuale degli impianti termoelettrici che possono contribuire alla sicurezza del sistema grazie all'impiego di combustibili diversi dal gas naturale. Tali impianti – diversi rispetto a quelli essenziali per il sistema elettrico – hanno diritto al reintegro dei costi sostenuti secondo modalità definite dall'AEEGSI a fronte della disponibilità a entrare in esercizio, in caso di crisi del sistema gas, nel periodo 1° gennaio - 31 marzo di ciascun anno termico. In applicazione di tale meccanismo il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha selezionato alcuni impianti alimentati a olio combustibile di Enel Produzione per gli anni termici 2012-2013 e 2013-2014; per l'anno termico 2014-2015, il MSE non ha fatto ricorso alla misura.

Gas

Mercato all'ingrosso

Le attività di estrazione, importazione (da Paesi dell'Unione Europea) ed esportazione di gas naturale sono liberalizzate. Secondo le disposizioni previste dal decreto legislativo n. 130/2010, gli operatori non possono detenere quote di mercato superiori al 40% dei consumi nazionali; tale soglia può comunque essere elevata al 55% a fronte dell'assunzione di impegni di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio per 4 miliardi di metri cubi entro il 2015. In attuazione di tale disposizione, all'inizio del 2011 il MSE ha approvato il piano di investimenti in nuovi stoccaggi proposto da Eni. Fino a ora sono stati realizzati 2,6 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio; la legge n. 9/2014 stabilisce che al fine di limitare i costi per il sistema, la restante capacità di stoccaggio (fino a 4 miliardi di metri cubi) è sviluppata solo se richiesta dal mercato. Gli operatori non hanno manifestato interesse alle aste indette e pertanto la capacità di stoccaggio non è stata ulteriormente sviluppata.

Dopo il via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEGSI, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del gas (MT gas) che è ufficialmente partito il 2 settembre 2013. Il MT ha completato l'assetto del mercato all'ingrosso italiano, aggiungendosi alla piattaforma di negoziazione spot ("Borsa gas"), operativa dal 2010, e al mercato del bilanciamento avviato a dicembre 2011 secondo le regole definite dall'AEEGSI.

597

Trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Le attività di trasporto, stoccaggio e rigassificazione (GNL) sono soggette a regolazione da parte dell'AEEGSI che fissa i criteri tariffari per l'esercizio di tali attività all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) e ne aggiorna annualmente i corrispettivi.

In materia di tariffe di trasporto gas, Enel Trade ha presentato ricorso al TAR avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2014-2017 e di approvazione dei corrispettivi per il 2014. Risulta ancora pendente dinanzi al Consiglio di Stato il giudizio relativo al precedente periodo tariffario 2010-2013, nell'ambito del quale il TAR Lombardia aveva accolto il ricorso di Enel Trade.

L'attività di stoccaggio è svolta in regime di concessione (di durata massima ventennale) rilasciata dal MSE ai richiedenti che abbiano i requisiti definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. Con decreto del 19 febbraio 2014, il MSE ha previsto che l'allocazione della capacità avvenga attraverso meccanismi di asta competitiva.

L'attività di GNL è svolta dietro rilascio di apposita autorizzazione ministeriale.

L'accesso alla capacità di trasporto, stoccaggio e rigassificazione avviene attraverso meccanismi non discriminatori definiti dall'AEEGSI, in modo da garantire il Third Party Access (TPA). Il MSE con proprio decreto può concedere l'esenzione dal TPA alle imprese titolari di impianti di stoccaggio, di rigassificazione o di gasdotti di interconnessione con l'estero; l'esenzione viene concessa a valle di esplicita richiesta delle imprese interessate e sulla base di valutazioni sui benefici dell'infrastruttura per il sistema.

Divisione Infrastrutture e Reti

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Nell'ambito della Divisione Infrastrutture e Reti le attività di distribuzione di energia elettrica e misura sono svolte da Enel Distribuzione sulla base di una concessione di durata trentennale con scadenza nel 2030.

Le tariffe di distribuzione sono fissate dall'AEEGSI all'inizio di ogni periodo di regolazione (della durata di quattro anni) secondo il principio della copertura del costo totale del servizio, considerando i costi operativi, gli ammortamenti e una congrua remunerazione del capitale investito.

La quota parte delle tariffe a copertura dei costi operativi è aggiornata annualmente mediante il meccanismo del price cap, ovvero sulla base del tasso di inflazione e di un tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti denominato X-factor. La remunerazione del capitale investito riconosciuto e gli ammortamenti sono revisionati ogni anno per tener conto dei nuovi investimenti, degli ammortamenti riconosciuti in tariffa e della rivalutazione degli asset mediante il deflatore degli investimenti fissi lordi.

Per il biennio 2014-2015 l'AEEGSI ha aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito, riducendolo al 6,4% sulla base dei valori dei rendimenti del BTP decennale.

Inoltre, sono previste maggiorazioni del tasso di remunerazione del capitale investito dell'1% per gli investimenti realizzati dal 2012 e ulteriori maggiorazioni (comprese tra l'1,5% e il 2%) per determinate categorie di investimenti (per es., linee MT in centri storici, connessioni in aree ad alta densità di fonti rinnovabili). L'X factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa è pari al 2,8% per l'attività di distribuzione e al 7,1% per le attività di misura.

L'attività di distribuzione di energia elettrica è inoltre soggetta a una regolazione della qualità del servizio che prevede la fissazione da parte dell'AEEGSI di livelli tendenziali annui relativamente ai seguenti indicatori di continuità del servizio per clienti allacciati in bassa tensione:

- durata delle interruzioni lunghe;
- numero delle interruzioni lunghe e brevi.

Per ciascun anno i distributori sono soggetti a premi o penali, a seconda che le effettive performance calcolate in base ai predetti indicatori di efficienza siano risultate migliori o peggiori rispetto ai valori tendenziali stabiliti.

L'AEEGSI ha avviato, con la delibera n. 483 del 9 ottobre 2014, il procedimento per la definizione della regolazione del nuovo periodo regolatorio relativamente alle tariffe e alla qualità del servizio della distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Efficienza energetica

Certificati bianchi

L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia principalmente attraverso il meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Con il decreto del 28 dicembre 2012, il MSE ha fissato gli obiettivi di risparmio energetico per gli anni 2013-2016.

Per non incorrere in sanzioni, i distributori devono dimostrare entro il 31 maggio di ogni anno di essere in possesso di un numero di TEE almeno pari al 50% (60% per gli anni 2015-2016) del proprio obbligo compensando la quota residua negli anni successivi.

Lo stesso decreto ha disposto il passaggio dell'attività di gestione del meccanismo dei TEE al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), restando invece di competenza dell'AEEGSI la determinazione del contributo tariffario secondo nuovi criteri definiti dal decreto stesso.

Con la delibera n. 13/2014 del 23 gennaio 2014, l'AEEGSI ha introdotto un meccanismo di reintegro dei costi di acquisto dei TEE che consente ai distributori di recuperare un costo pari a quello medio di mercato, a meno di un differenziale di 2 euro per titolo.

In tal modo, si riducono sensibilmente i potenziali impatti economici del meccanismo pur permanendo sui distributori l'obbligo "fisico" di consegna dei TEE ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Con la determina del 30 giugno 2014, l'AEEGSI ha fissato il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2013 pari a 110,27 euro/TEP e il valore del contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2014, pari a 110,39 euro/TEP; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Con il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 di attuazione della direttiva n. 2012/27/UE sull'efficienza energetica è stato definito l'obiettivo di risparmio nazionale cumulato da conseguire nel periodo 2014-2020 attraverso diversi strumenti di incentivazione, stabilendo altresì che il meccanismo dei TEE dovrà garantire un risparmio al 2020 non inferiore al 60% di tale obiettivo.

Lo stesso decreto ha demandato al MSE, nell'ambito dell'aggiornamento delle linee guida sulle modalità di rilascio dei TEE, il compito di prevedere misure per migliorare l'efficacia del meccanismo, valorizzare i risparmi energetici derivanti da misure volte al miglioramento comportamentale e per prevenire comportamenti speculativi.

Divisione Energie Rinnovabili

In Italia, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è incentivata tramite meccanismi differenziati per fonte e taglia di impianto. Gli obiettivi e gli strumenti di sostegno sono definiti dal legislatore in coerenza con le direttive comunitarie di settore, mentre l'attuazione spetta al Gestore dei Servizi Energetici (GSE), soggetto istituzionale responsabile dell'incentivazione alle fonti rinnovabili.

Incentivazione fonte solare - Conto Energia

Gli impianti fotovoltaici sono incentivati tramite il Conto Energia, che consiste nell'assegnazione di tariffe feed-in premium, aggiuntive rispetto al valore dell'energia, in relazione all'energia immessa in rete per la durata di 20 anni.

Con il decreto ministeriale del 5 luglio 2012, l'incentivazione al fotovoltaico è stata profondamente rivista con l'obiettivo di garantire una crescita più equilibrata del settore e riallineare le tariffe ai valori medi riconosciuti in ambito europeo. Il Quinto Conto Energia è basato su un sistema di tariffe onnicomprensive (feed-in tariff) di ammontare ridotto mediamente del 40% rispetto alle precedenti. Nel decreto è stata fissata una soglia alla spesa massima annua di incentivazione cumulata (comprensiva degli incentivi già erogati attraverso i precedenti Conti Energia) pari a 6,7 miliardi di euro che è stata raggiunta il 6 giugno 2013; pertanto gli incentivi del Quinto Conto Energia sono cessati a partire dal 6 luglio 2013.

Fonti rinnovabili diverse dal solare: certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprensive

Il principale meccanismo di incentivazione è il sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999) che obbliga produttori e importatori di energia a immettere una quota di produzione rinnovabile, anche tramite l'acquisto da produttori rinnovabili di certificati verdi.

L'entità dell'incentivo dipende dal valore di mercato al quale i soggetti obbligati possono acquistare i certificati per l'assolvimento dell'obbligo. Tale valore di mercato è delimitato da un massimo e un minimo. Il cap corrisponde al prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi in suo pos-

sesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art. 2 della legge n. 244/2007) pari, per le produzioni rinnovabili 2013, a 114,46 euro/MWh. Il valore minimo è definito dal prezzo a cui il GSE ritira i certificati verdi eccedenti la quota d'obbligo; per il periodo 2011-2015, tale valore è definito, per le produzioni rinnovabili di ciascun anno, in misura pari al 78% della differenza tra 180 euro/MWh e il prezzo medio di cessione dell'energia dell'anno precedente.
Il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva n. 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012) hanno introdotto una sostanziale revisione dell'incentivazione per gli impianti in esercizio dal 1° gennaio 2013.
In particolare, per gli impianti di piccole dimensioni (con potenza fino a 5 MW, nonché impianti idroelettrici fino a 10 MW e geotermici fino a 20 MW) il decreto ministeriale di cui sopra ha previsto un'incentivazione tramite tariffe onnicomprensive differenziate per tipologia e taglia dell'impianto. Gli impianti di dimensioni maggiori, invece, ottengono incentivi onnicomprensivi definiti sulla base di meccanismi d'asta al ribasso gestiti dal GSE. In particolare, è previsto che il titolare dell'impianto di produzione formuli un'offerta di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d'asta, corrispondente alla tariffa onnicomprensiva vigente per l'ultimo scaglione di potenza degli impianti di piccole dimensioni.
Il meccanismo dei certificati verdi sarà progressivamente superato attraverso:

- progressiva riduzione della quota d'obbligo fino al completo azzeramento nel 2015;
- incentivazione degli impianti già ammessi al sistema dei certificati verdi – a partire dal 2015 – tramite tariffe a premio equivalenti, determinate in analogia al prezzo attuale di ritiro degli stessi.

Per assicurare il controllo dei costi sostenuti per l'incentivazione, il decreto del 6 luglio 2012 fissa in 5,8 miliardi di euro l'importo massimo degli oneri aggregati annui – inclusi gli impianti già incentivati tramite certificati verdi – destinabili all'incentivazione delle fonti diverse da quella solare.

Rimodulazione incentivi

Il decreto legge del 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modifiche con la legge del 21 febbraio 2014, n. 9, ha introdotto una misura per distribuire nel tempo una parte degli oneri economici connessi all'incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare, ai produttori rinnovabili titolari di impianti diversi da quelli fotovoltaici è data facoltà di optare per un allungamento di sette anni del periodo di incentivazione, a fronte di una riduzione dell'incentivo percepito. I produttori che non aderiscono continuano a percepire gli incentivi secondo le modalità (tariffe e durata) originariamente previste, ma perdono il diritto di accedere, sullo stesso sito, a ulteriori strumenti incentivanti a carico delle tariffe dell'energia elettrica per i 10 anni successivi alla scadenza del periodo di incentivazione.
Il decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha previsto che, a decorrere dal 1° gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore a 200 kW sia rimodulata su un periodo di incentivazione di 24 anni, anziché di 20, senza il riconoscimento degli interessi. In alternativa alla rimodulazione, i produttori da fotovoltaico potranno optare per una riduzione dell'incentivo in misura pari all'8% sul periodo residuo di incentivazione, vale a dire fino a decorrenza del ventesimo anno di incentivazione. Coloro che accetteranno la rimodulazione potranno usufruire di un sostegno creditizio da parte della Cassa Depositi e Prestiti, per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo già spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo "rimodulato".

Sbilanciamento impianti non programmabili

Oltre agli incentivi diretti (tariffe e certificati verdi), le fonti rinnovabili non programmabili (FRNP) beneficiavano dell'esenzione dagli oneri di sbilanciamento (differenza tra effettiva produzione immessa in rete e programma definito in esito ai mercati dell'energia). A fronte dell'incremento delle fonti rinnovabili non programmabili – essenzialmente fotovoltaico ed eolico – l'AEEGSI, con delibera n. 281/2012, ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 tale esenzione, per favorire una migliore programmazione e integrazione di queste fonti nel sistema elettrico nazionale.
A seguito dell'impugnativa da parte di alcune associazioni di produttori di energia rinnovabile, il Consiglio di Stato ha annullato la delibera n. 281/2012, fissando contestualmente i princípi di riferimento per la corretta regolamentazione della materia da parte dell'AEEGSI. In particolare, il Consiglio di Stato ha chiarito che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili devono partecipare alla copertura dei costi necessari al bilanciamento del sistema elettrico, evitando un'impropria socializzazione degli oneri. Parimenti, la regolamentazione deve tener conto delle peculiarità di ciascuna fonte in termini di prevedibilità dell'energia immessa in rete.
Con delibera n. 522 del 23 ottobre 2014, l'AEEGSI ha reintro-

dotto a partire dal 1° gennaio 2015 i corrispettivi onerosi di sbilanciamento per le FRNP, in coerenza con gli indirizzi del Consiglio di Stato.

Divisione Iberia e America Latina

Spagna

Aspetti generali

Al fine di risolvere il problema del deficit tariffario, il 26 dicembre 2013 è stata pubblicata la legge n. 24/2013, la quale ha modificato la legge n. 54/1997 che regolava il funzionamento del mercato elettrico. La legge ha stabilito un nuovo meccanismo di funzionamento del mercato e il regime applicabile alle attività di settore e agli operatori. In particolare, ha introdotto il principio fondamentale della sostenibilità economica e finanziaria del sistema elettrico. Secondo tale principio le entrate dovranno essere sufficienti a coprire tutti i costi del sistema. Al fine di assicurare tale equilibrio, viene applicato un sistema di revisione delle tariffe. Le differenze transitorie tra costi e ricavi del sistema saranno finanziate proporzionalmente da tutti i soggetti del sistema di liquidazione. Per l'anno 2013 la legge riconosce un deficit massimo di 3,6 miliardi di euro che potrà essere oggetto di cessione conforme con il processo definito dalla regolazione di settore e che dovrà essere recuperato in 15 anni. Il budget statale finanzierà il 50% della compensazione annuale per il *Sistema Eléctrico Insular y Extrapeninsular* (SEIE). Per quanto riguarda invece la retribuzione delle attività regolate, la legge fissa un tasso di retribuzione per il primo periodo regolatorio (il quale termina a dicembre 2019) pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo a 10 anni incrementata di 200 punti base (300 punti base nel caso di energie rinnovabili, cogenerazione e rifiuti).

Parallelamente alla pubblicazione della legge n. 24/2013, il Governo ha iniziato a sviluppare i regolamenti che normano: le attività di trasporto, distribuzione e generazione nel SEIE, le rinnovabili, l'autoconsumo, la remunerazione della capacità e la commercializzazione dell'energia elettrica. Parte di questi interventi normativi ha visto la luce durante il 2013 e il 2014.

Il settore gas è regolato principalmente dalla legge n. 34/1998, modificata dalla legge n. 12/2007.

Deficit delle attività regolate

Al fine di quantificare il deficit dell'esercizio 2013, suscettibile di cartolarizzazione, la legge n. 24/2013 ha previsto una liquidazione complementare da effettuarsi prima del 1° dicembre 2014. Tale liquidazione è stata approvata il 26 novembre 2014, per un valore finale del deficit pari a 3,5 miliardi di euro, cartolarizzato da istituti finanziari.

In base all'informativa della Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) e ai calcoli contenuti nel regolamento n. IET/2444/2014 del 19 dicembre che definisce le tariffe di acceso per l'energia elettrica per l'anno 2015, nell'anno 2014 si dovrebbe raggiungere l'equilibrio tariffario.

Rinnovabili, cogenerazione e rifiuti

Durante il 2014 è stato completato il quadro regolatorio per gli impianti rinnovabili, cogenerativi e a rifiuti:

- il regime retributivo garantisce ai titolari la remunerazione del capitale investito sulla base della media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo a 10 anni incrementata di 300 punti base. Tale remunerazione verrà rivista ogni sei anni;
- in aggiunta ai ricavi ottenuti dalla vendita di energia sul mercato, le installazioni riceveranno un corrispettivo fisso al fine di recuperare i costi d'investimento. Poi, nel caso in cui il costo di produzione sia superiore al prezzo di mercato atteso, la retribuzione viene integrata da un'ulteriore componente che compensa tale differenza;
- per le nuove installazioni, la definizione del livello d'incentivo sarà definito attraverso meccanismi concorrenziali.

Carbone nazionale

Il 31 dicembre del 2014 si è concluso il periodo di vigenza del regio decreto n. 134/2010, che regolava il processo di risoluzione delle restrizioni per la sicurezza di approvvigionamento. Secondo la decisione della Commissione Europea che ha approvato lo schema, questo meccanismo è improrogabile.

Prezzo Volontario al Piccolo Consumatore (PVPC)

A partire da aprile 2014 è stata eliminata la *Tarifa de Último Recurso* (TUR), che viene ora denominata *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC). Questo sarà il prezzo che i *Comercializadora de Último Recurso* (CUR) dovranno offrire ai clienti che ne hanno diritto.

Il costo di produzione dell'energia elettrica contenuto nella PVPC verrà determinato sulla base dei prezzi orari registrati nei mercati giornalieri e infragiornalieri durante il periodo di fatturazione. In aggiunta a tali costi, il PVPC ricomprende i costi del servizio di aggiustamento del sistema e gli altri costi associati alla fornitura. In aggiunta, i CUR sono obbligati a realizzare offerte alternative a prezzo fisso annuali per i clienti che hanno diritto al PVPC.

Buono Sociale

La legge n. 24/2013 del settore elettrico stabilisce il Buono Sociale come un'obbligazione di servizio pubblico il cui costo è sostenuto dalle capogruppo delle società che svolgono l'attività sia di produzione sia di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica in proporzione al numero di punti di prelievo connessi alla rete di distribuzione e il numero di clienti forniti dall'impresa di commercializzazione. Per l'anno 2014 la quota di Endesa è stata pari al 41,61%.

Interrompibilità

Il servizio di interrompibilità è un servizio remunerato di gestione efficiente della domanda fornito da quei consumatori che hanno la possibilità di ridurre i propri consumi nei momenti di stress per il sistema.
Il regolamento n. IET/2013/2013 stabilisce che l'assegnazione del servizio di interrompibilità avvenga attraverso un'asta gestita dall'Operatore di Sistema in grado di garantire l'effettiva prestazione del servizio e la minimizzazione del costo per il sistema elettrico. Durante i mesi di novembre e dicembre 2014 sono state svolte due aste competitive per l'assegnazione del servizio. Il costo fisso di interrompibilità per l'anno 2015 sarà pari a 508 milioni di euro. Essendo finanziata attraverso l'acquisto di energia da parte del cliente finale, tale somma non rappresenterà più un costo regolato per il sistema.

Sistemi elettrici extrapeninsulari

La legge n. 17/2013, che ha come oggetto la sicurezza di approvvigionamento e incremento della concorrenza nei sistemi elettrici insulari ed extrapeninsulari, ha stabilito che in tali sistemi elettrici le nuove installazioni di proprietà di imprese (o gruppi d'imprese) che possiedono nel particolare sistema elettrico una percentuale di potenza di generazione superiore al 40% ricevono il prezzo del mercato peninsulare (a tale principio esistono però alcune particolari eccezioni).
La legge ha stabilito inoltre che la proprietà degli impianti di pompaggio e di rigassificazione sarà esclusiva dell'Operatore di Sistema.
Durante il 2014, è continuata l'attività di trasposizione delle indicazioni contenute nella legge n. 17/2013. In questo contesto, la proposta di regio decreto per la regolazione delle attività di produzione di energia elettrica e il procedimento di dispacciamento nei sistemi insulari ed extrapeninsulari, attualmente in discussione, stabilisce un sistema simile a quello attualmente in vigore, il quale è composto da una retribuzione dei costi fissi (costi di investimento, costi di operazione e mantenimento di natura fissa) e da una retribuzione dei costi variabili (per la copertura dei costi di combustibile e dei costi variabili di mantenimento e operazione). Durante il mese di gennaio 2015 il Ministro dell'Industria, Energia e Turismo ha presentato una nuova bozza di regio decreto che contempla anche i tributi derivanti dalla legge n. 15/2012 sulle misure fiscali per la sostenibilità energetica.
Inoltre, in conformità con la legge n. 24/2013 del settore elettrico, il tasso di retribuzione riconosciuto agli investimenti netti è pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo a 10 anni incrementata di 200 punti base.

Distribuzione

Il regio decreto n. 1048/2013 stabilisce i princípi della metodologia per la remunerazione delle attività di distribuzione dell'energia elettrica che raccoglie gli elementi che guideranno la futura retribuzione di questa attività. I princípi identificati dalla normativa sono i seguenti:

- vengono retribuiti solo i costi necessari per esercire l'attività di distribuzione;
- si stabiliscono meccanismi di controllo degli investimenti;
- la retribuzione degli investimenti non ancora ammortizzati è basata sul valore netto degli asset e un tasso di retribuzione pari alla media dei rendimenti delle obbligazioni dello Stato spagnolo incrementata di 200 punti base;
- al fine di incrementare la qualità, ridurre le perdite e le frodi, la normativa inserisce meccanismi di incentivi e penalità;
- durante l'anno 2014 e fino a quando non incomincerà il nuovo periodo regolatorio, la retribuzione della distribuzione è stata calcolata applicando la metodologia prevista dal secondo allegato del regio decreto legge n. 9/2013.

Altre novità regolatorie

In data 15 ottobre 2014, è stata approvata la legge n. 18/2014 che approva le misure urgenti per la crescita, la

concorrenza e l'efficienza. Tra gli interventi la legge riforma le metodologie retributive del sistema gas con l'obiettivo di renderlo economicamente sostenibile e minimizzare i costi per i consumatori finali. Inoltre, la legge introduce il Fondo Nazionale dell'Efficienza Energetica al fine di raggiungere gli obiettivi di efficienza energetica.

America Latina

In America Latina la Divisione opera, tramite Endesa, in Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Perù. Ciascun Paese è dotato di un quadro regolatorio distinto le cui caratteristiche principali sono riportate di seguito con riferimento alle diverse attività.

Generazione

Nell'ambito della regolamentazione stabilita dalle autorità competenti (Autorità di regolazione e Ministeri) nei vari Paesi, gli operatori adottano liberamente le proprie decisioni di investimento in generazione. Solo in Argentina, in conseguenza di un cambio nella politica energetica avvenuto negli ultimi anni, vi è un quadro normativo con un maggior controllo pubblico degli investimenti e un modello retributivo delle attività che sta evolvendo verso una metodologia di remunerazione basata sul costo medio. In Brasile, i piani per la nuova capacità di generazione sono dettati dal Ministero competente, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti.
In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con system marginal price. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.
In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati spot. In Argentina l'intervento adottato nel 2002, a seguito della crisi economica ed energetica, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas nel Paese. Ciononostante, in considerazione degli attuali problemi economico-finanziari del mercato all'ingrosso, il Governo ha annunciato l'intenzione di modificare l'attuale quadro regolatorio e sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello cost-plus.
Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi i meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine (fino a 30 anni) è stata sinora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di durata media (fino a un massimo di quattro anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile che in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato.
Cile, Perù e Brasile hanno inoltre approvato legislazioni per l'incentivo delle energie rinnovabili non convenzionali, che definiscono obiettivi per la partecipazione delle fonti rinnovabili al mix energetico e ne regolano la produzione.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo (dai 30 ai 95 anni e in alcuni casi di durata indefinita), e con regolazione per remunerazione e accesso alla rete. La revisione delle tariffe di distribuzione avviene ogni quattro (Cile e Perù e la regione del Brasile servita da Coelce) o cinque anni (Colombia e la regione del Brasile servita da Ampla). A causa della *"Ley de Emergencia Económica"* del 2002, in Argentina non si sono ancora mai svolte revisioni tariffarie, sebbene la regolazione preveda che si debbano svolgere ogni cinque anni.
In Cile, Brasile e Perù le società di distribuzione svolgono aste per l'approvvigionamento di energia destinata alla fornitura dei clienti regolati, mentre in Colombia le società di vendita negoziano il prezzo direttamente con le società di generazione, con pass-through ai clienti finali del prezzo medio di acquisto del mercato. In generale, in tutti i Paesi è stata implementata una metodologia di remunerazione delle attività basata sulla RAB e su un tasso di ritorno derivato dal WACC, che garantisce il riconoscimento del capitale investito.
La liberalizzazione del mercato finale, pur non essendo completa, è generalmente abbastanza avanzata: le soglie di idoneità sono fissate a 30 kW in Argentina (20% dei volumi nel 2010), 3 MW in Brasile (30% dei volumi), 0,3 MW in Cile (40% dei volumi), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (44% dei volumi). I clienti liberi possono sottoscrivere con i generatori contratti bilaterali per la fornitura di energia. Quanto ai clienti vincolati, spetta alle Autorità di regolazione fissare le tariffe per la vendita.

Limiti alla concentrazione e all'integrazione verticale

In principio, la legislazione esistente permette la partecipazione delle imprese nelle diverse attività del settore elettrico (generazione, distribuzione, commercializzazione).

La partecipazione all'attività di trasmissione è quella in cui solitamente si impongono maggiori restrizioni, al fine di garantire adeguato accesso alla rete a tutti gli operatori: in Argentina, Cile e Colombia esistono specifiche restrizioni alla partecipazione delle società di generazione e distribuzione nelle società di trasmissione. Inoltre, in Colombia le società create dopo il 1994 non possono adottare, o mantenere, un regime di integrazione verticale.

Per quanto riguarda la concentrazione settoriale, in Argentina, Brasile e Cile la regolazione del settore elettrico non prevede limiti specifici all'integrazione verticale od orizzontale, mentre in Perù le operazioni di concentrazione richiedono una previa autorizzazione al di sopra di soglie predeterminate. In Colombia nessuna impresa può avere una partecipazione superiore al 25% nei mercati di generazione e commercializzazione, mentre il Brasile, come già menzionato, non prevede restrizioni esplicite all'integrazione nel settore elettrico, sebbene si richieda un'autorizzazione amministrativa per le operazioni di concentrazione che comportino una partecipazione nel mercato superiore al 40%, o che interessino una società con volume d'affari annuo superiore a 400 milioni di real brasiliani (circa 177 milioni di euro).

Cile

Legge sulle interconnessioni

Il 30 gennaio 2014 è stata promulgata la legge sulle interconnessioni, derogando a quanto previsto dalla Legge Generale al Servizio Elettrico. In base alle nuove disposizioni, si riconosce la facoltà all'Esecutivo, e quindi allo Stato, di promuovere progetti di interconnessione tra il sistema elettrico interconnesso del nord (SING) e il sistema interconnesso del Centro (SIC).

Agenda Energetica

Il 15 maggio 2014 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica con i principali obiettivi di politica energetica; il documento definisce le tempistiche e gli attori delle prossime tappe normative e annuncia il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel suo mandato.

In particolare l'Agenda, oltre a presupporre un ruolo più attivo dello Stato, prevede la riduzione del costo marginale dell'energia nel *Sistema Interconectado Central* (30% in meno al 2017 rispetto alla media 2013), la ridefinizione delle regole delle aste tra generatori e distributori finalizzata alla riduzione del prezzo di aggiudicazione (25% in meno, nei prossimi 10 anni, rispetto al 2013), un target del 45% al 2025 di Energia Rinnovabile Non Convenzionale (ERNC) sulla nuova capacità installata, un obiettivo di risparmio energetico del 20% entro il 2020, la definizione di un sistema partecipativo per la pianificazione energetica, lo sviluppo di progetti di interconnessione tra SIC e SING (*Sistema Interconectado del Norte Grande*) e, infine, una nuova legge di promozione della geotermia entro il 2015.

Inoltre, ai fini della promozione del gas naturale per la generazione elettrica l'Agenda prevede misure sia di breve termine, volte a rendere più trasparente l'accesso alle strutture di rigassificazione, sia di medio-lungo termine volte a espandere la capacità esistente.

Argentina

Risoluzione n. 529/2014

Il 20 maggio 2014 la Secretaría de Energía ha pubblicato la risoluzione n. 529/2014 con la quale è stata aggiornata, con effetto retroattivo da febbraio 2014, la remunerazione percepita dai generatori, precedentemente fissata mediante la risoluzione n. 95/2013.

La nuova risoluzione, oltre a prevedere un incremento nella remunerazione dei costi fissi e variabili, introduce un'ulteriore voce volta alla copertura degli interventi di manutenzione straordinaria la quale sarà pagata mediante l'emissione di LVFVD (*Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir*).

Nota S.E. n. 4012

Il 24 giugno 2014 la Secretaría de Energía ha approvato la nota n. 4012 mediante la quale ha determinato il valore dell'inflazione (indice MMC) per Edesur per il periodo compreso tra ottobre 2013 e marzo 2014 e ne ha permesso la compensazione con il debito corrispondente al programma PUREE per il medesimo periodo, come già avvenuto in precedenza per i mesi compresi tra febbraio 2013 e settembre 2013 mediante la nota n. 6852.

Brasile

Nota tecnica n. 112/2014-SRE-ANEEL - Revisione tariffaria Ampla 2014-2018

Il 7 aprile 2014 il regolatore ANEEL ha approvato la nota tecni-

ca n. 112/2014-SRE-ANEEL concernente la revisione tariffaria per la società di distribuzione elettrica Ampla, avente effetto a partire dal 15 marzo 2014 e che garantisce il riconoscimento del totale degli investimenti e costi operativi sostenuti dal distributore. L'aumento medio percepito dai consumatori sarà pari al 2,64%, applicabile dall'8 aprile 2014.

Esposizione involontaria dei distributori al mercato spot

Il 7 marzo 2014 il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.203, il quale permette ai distributori di ricorrere alla *Conta de Desenvolvimento Energético* (CDE) per la copertura di costi addizionali derivanti dall'esposizione involontaria al mercato spot e dal dispacciamento termico. La regolazione brasiliana garantisce la copertura totale all'interno del successivo ciclo tariffario.

Al medesimo fine, il 2 aprile 2014, il Governo ha pubblicato il decreto n. 8.221 prevedendo, in alternativa al recupero dei maggiori costi attraverso il ciclo tariffario, la copertura finanziaria immediata dei distributori mediante l'istituzione di un nuovo conto nell'ambito della contrattazione regolata (*Conta ACR*), il quale sarà gestito dalla Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A tal proposito, si segnala che il 28 aprile 2014, a seguito del ricevimento dei finanziamenti del sistema bancario, la CCEE ha versato ad Ampla e Coelce una parte delle somme dovute a titolo di recupero dei maggiori costi sostenuti per effetto di tale esposizione involontaria al prezzo dell'energia sul mercato spot e per la copertura dei maggiori costi di vettoriamento dalle unità di generazione.

Il 25 novembre 2014 ANEEL ha approvato il nuovo limite massimo e minimo del *Precio de Liquidación de las Diferencias* per il 2015. La decisione è stata il risultato di un ampio dibattito, che ha avuto inizio con la consultazione pubblica n. 09/2014 e successivamente con l'audizione pubblica n. 54/2014.

L'effetto principale del nuovo limite è quello di ridurre l'impatto finanziario dei distributori ai possibili rischi futuri connessi all'esposizione contrattuale sul mercato spot, nonché per i produttori di attenuare il rischio irreversibile di esposizione economica e finanziaria, nel caso in cui la produzione sia al di sotto dei valori contrattuali.

Tale meccanismo di regolazione assicura che il deficit 2014 sia compensato da adeguamenti tariffari nel 2015.

Infine, il 10 dicembre 2014, è stato firmato un addendum al contratto di concessione dei distributori in Brasile (Ampla e Coelce) che permette l'iscrizione dei crediti connessi al deficit 2014, essendone garantito il recupero attraverso il riconoscimento degli asset regolati come parte del patrimonio indennizzabile al termine della concessione nel caso in cui non si rendesse possibile una compensazione nel tempo attraverso la tariffa.

Riconoscimento totale dei costi dell'ICMS

L'11 marzo 2014 ANEEL, durante la settima riunione ordinaria del proprio consiglio, ha approvato la richiesta di Coelce per il riconoscimento totale dei costi dell'*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços* - ICMS (IVA) pagato ai generatori, in relazione sia agli importi futuri sia a quelli pregressi (dal 2003 al 2013). Il recupero in tariffa di questi ultimi avverrà nell'arco dei prossimi quattro anni, a partire da aprile 2014.

Il 20 maggio 2014 il Pubblico Ministero Federale ha richiesto la sospensione dell'adeguamento tariffario di Coelce. L'azione è volta a escludere il recupero in tariffa dei costi dell'ICMS, così come stabilito da ANEEL, limitando così l'incremento tariffario al 13,68% (anziché 16,77%).

Divisione Internazionale

Francia

Legge n. 344/2014 - Soppressione delle tariffe regolate per l'elettricità e il gas per i clienti industriali

Il 27 marzo 2014 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la legge n. 344/2014, che stabilisce la graduale abolizione delle tariffe regolate per i consumatori industriali, con decorrenza dal 1° gennaio 2015 per il settore del gas e dal 1° gennaio 2016 per il settore elettrico.

Progetto di legge sulla transizione energetica nazionale

Il 18 giugno 2014 è stato presentato il progetto di legge sulla transizione energetica del Paese, che definisce quattro linee guida della nuova strategia energetica nazionale:

- riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990;
- raggiungimento entro il 2030 di una quota di produzione da energia rinnovabile pari al 32% del consumo finale lordo di energia (circa il 40% del consumo finale elettrico);
- riduzione del 50% del consumo finale di energia entro il 2050;
- congelamento della capacità nucleare agli attuali 63,2

GW e riduzione della relativa quota di generazione a non oltre il 50% entro il 2025.

Il progetto di legge è stato adottato in prima lettura dall'Assemblea Nazionale il 14 ottobre 2014 e passerà all'esame del Senato nei prossimi mesi.

Belgio

Il 26 marzo 2014 è stata adottata la legge che crea una riserva strategica finalizzata a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento. Secondo la suddetta legge un operatore deciso a chiudere un impianto deve informare il regolatore con un largo preavviso e, qualora quest'ultimo lo ritenga necessario, deve presentare un'offerta per mettere l'impianto a disposizione del gestore di rete, che lo utilizzerà per garantire l'equilibrio del sistema. La legge impedisce dunque la chiusura degli impianti termoelettrici necessari a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento.

Il 22 luglio si è conclusa la gara per la costruzione di due nuovi impianti a gas; tuttavia, nessuna offerta è stata accettata. Il nuovo Governo belga, formatosi il 10 ottobre 2014, ha annunciato varie misure in campo energetico tra cui la proroga della chiusura di due impianti nucleari e l'introduzione di strumenti di sostegno agli impianti convenzionali.

Romania

Market coupling

Il 29 aprile 2014 il regolatore nazionale rumeno (ANRE) ha pubblicato il modello di market coupling per l'accoppiamento con i mercati elettrici del giorno prima della Slovacchia, della Repubblica Ceca e dell'Ungheria. L'11 settembre 2014 ANRE ha approvato il regolamento che ne definisce le regole di funzionamento. La piattaforma comune di trading è stata inaugurata il 19 novembre 2014.

Tariffe regolate

Secondo il calendario della liberalizzazione del mercato al dettaglio rumeno, le tariffe dei clienti residenziali per l'anno 2014 rimangono regolate per l'80% nel primo semestre e per il 70% nel secondo semestre. I clienti non residenziali non beneficiano più delle tariffe regolate a decorrere dal 1° luglio 2014. Da tale data, per i clienti residenziali il prezzo medio unitario finale è stato ridotto del 2,6%, principalmente in ragione della diminuzione del 46% della tassa sulla cogenerazione. Tuttavia, tale riduzione è parzialmente compensata dall'introduzione di una nuova tassa sulle costruzioni speciali che incide sul costo di generazione e che comporta un aumento della tariffa regolata pari all'1,89%.

Efficienza energetica

La legge n. 121 sull'efficienza energetica, emanata il 18 luglio 2014, introduce nuovi obblighi per le società di vendita in termini di informazioni che devono essere indicate sulle fatture. Inoltre, definisce i criteri per l'implementazione di sistemi di misura intelligenti e l'obbligo in capo alle società di distribuzione di avere un Energy Manager e di eseguire un audit energetico ogni quattro anni.

Al contempo, l'implementazione dei progetti pilota per i contatori intelligenti è stata posticipata dal 2014 al 2015, con conseguente slittamento del termine previsto per una loro diffusione su larga scala.

Tariffe di distribuzione

Il 5 novembre 2014 il regolatore nazionale ha apportato le seguenti modifiche alla metodologia di definizione delle tariffe di distribuzione approvata nel 2013 per il terzo periodo regolatorio che copre gli anni dal 2014 al 2018:

- le società di distribuzione beneficieranno delle efficienze conseguite in termini di perdite di rete alla fine del periodo regolatorio, anziché con cadenza annuale;
- per il quarto periodo regolatorio (2019-2023), la Regulatory Asset Base (RAB) riconosciuta all'inizio del 2019 non sarà aggiornata con il tasso di inflazione;
- è stato eliminato il premio *ex post* dello 0,5% sul Weighted Average Cost of Capital (WACC) per i contatori intelligenti.

Inoltre, il 12 dicembre 2014, ANRE ha ridotto, con decorrenza dal 1°gennaio 2015, il WACC reale pre-tasse riconosciuto, da 8,52% a 7,7%. Il 19 dicembre 2014 sono state pubblicate le nuove tariffe di distribuzione per l'anno 2015. Solo quelle della società di distribuzione Banat hanno registrato una riduzione dell'ordine del 2-3%.

Russia

Decreto governativo n. 505/2014 - Decisioni tariffarie inerenti al mercato dell'energia elettrica all'ingrosso e al mercato della capacità

Il 4 giugno 2014 il Governo ha pubblicato il decreto governativo che stabilisce il mantenimento dell'indicizzazione dei

prezzi del mercato della capacità (KOM) per l'anno 2014 (pari al 6,5%, in linea all'incremento dell'IPC nel 2013) e l'eliminazione dell'indicizzazione a partire dall'anno 2015 per i prezzi del KOM e delle tariffe regolate di capacità ed energia per il 2014 e il 2015.

Decreto governativo n. 820/2014 - Regole di funzionamento del mercato elettrico all'ingrosso e delle aste di capacità per l'anno 2014

Con decreto governativo n. 820/2014, pubblicato il 20 agosto 2014, il Governo ha presentato i requisiti più stringenti per la qualificazione alle aste di capacità, con l'obiettivo di incentivare le imprese di generazione a rispettare la programmazione delle manutenzioni e gli ordini dell'operatore di sistema. Di seguito gli elementi principali della misura:

- annullamento dei pagamenti per la capacità in caso di superamento del limite previsto per le manutenzioni dall'operatore di sistema (180 giorni all'anno o 360 giorni su un periodo di quattro anni);
- aumento, a decorrere da gennaio 2015, del valore di alcuni coefficienti di penalizzazione preconcordati con i generatori di energia;
- riconoscimento della facoltà di presentare offerte di capacità agli impianti con oltre 55 anni di esercizio e pressione del vapore vivo inferiore a 9 Mega pascal solo in caso di superamento nell'anno precedente del requisito di un fattore di utilizzo superiore all'8%.

Mercato del calore

Il 2 ottobre 2014 è stato emanato il decreto governativo n. 1949/2014 che definisce le tappe principali per l'attuazione della riforma del mercato del calore. Per quanto riguarda la liberalizzazione dei prezzi applicati agli utenti finali, il decreto prevede un periodo di transizione durante il quale i prezzi sono definiti nei limiti del prezzo di una caldaia domestica (da calcolare secondo una metodologia da definirsi) attraverso una indicizzazione annuale delle tariffe. Inoltre, il decreto definisce i "Fornitori Unificati di Calore" (UHS) che agiscono come operatori di sistema, fornitori e operatori commerciali nelle loro rispettive zone. L'implementazione del nuovo disegno di mercato dovrà essere realizzata entro l'inizio dell'anno 2023. Il periodo di transizione decorrerà dal 2015, anno in cui sono attese le misure di dettaglio per l'attuazione della riforma.

Il 1° dicembre 2014 è stata emanata la legge federale n. 404/2014 in materia di fornitura di calore. Si tratta di uno dei primi atti di implementazione della riforma del mercato del calore. Tale legge introduce, con decorrenza dal 1° gennaio 2015, la possibilità di stipulare contratti bilaterali, tra i produttori di calore e i consumatori di vapore e/o i consumatori industriali di calore direttamente connessi, a prezzi negoziabili nel rispetto di un limite superiore definito in base alle tariffe rilevanti. Dal 1° gennaio 2018 vi sarà inoltre la possibilità di stipulare contratti bilaterali per la fornitura di vapore e/o calore a prezzi completamente liberalizzati per i consumatori industriali direttamente collegati, fatta eccezione per i consumatori con un consumo annuo inferiore a 50.000 gigacalorie (ivi inclusi i clienti domestici).

Avvio operatività della Borsa del gas

Il 24 ottobre 2014 sono state avviate le negoziazioni della prima Borsa del gas della Russia, costituita dal St. Petersburg International Mercantile Exchange (SPIMEX). Per il momento i contratti sono limitati ai volumi con consegna nel mese successivo, ma nel prossimo futuro la Borsa offrirà anche prodotti settimanali e giornalieri. Gazprom e altri produttori di gas indipendenti sono incoraggiati a negoziare una quota della loro produzione. Le regole della Borsa assegnano a Gazprom il diritto di gestire la metà dei volumi contrattati e ai fornitori indipendenti la parte restante. Per l'anno 2015, l'obiettivo è di avere un volume di negoziazioni almeno pari a 35 miliardi di metri cubi. I volumi di gas negoziati in Borsa hanno la priorità di trasporto. L'avvio della Borsa del gas è da considerarsi una tappa decisiva del percorso verso una maggiore liberalizzazione del mercato del gas e una maggiore trasparenza del prezzo.

Slovacchia

Aspetti generali

Il mercato all'ingrosso è completamente liberalizzato, caratterizzato da una crescente liquidità grazie a piattaforme di trading regionali, trasparenti e ben funzionanti. Il progetto di market coupling Slovacchia - Repubblica Ceca - Ungheria contribuisce al miglioramento delle condizioni necessarie per l'aumento della liquidità e di bilanciamento a breve termine. Più della metà dell'energia elettrica prodotta in Slovacchia proviene da fonte nucleare, seguita da quella termica e idroelettrica. La lignite, invece, è l'unico combustibile fossile domestico utilizzato per la produzione di energia elettrica. Questo è il motivo per cui il suo utilizzo è considerato di

"Interesse Economico Generale" (IEG) e regolato mediante un regime speciale in cui opera la centrale termoelettrica Nováky (ENO). Lo schema retributivo è valido fino al 2020 e l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale.
La regolazione della generazione da fonti rinnovabili è stata riformata profondamente con l'adozione della legge n. 309/2009. Il meccanismo di supporto si basa su feed-in tariff garantite per 15 anni.
Tutti i clienti hanno diritto a scegliere il proprio fornitore e il mercato è completamente liberalizzato dal 2007. I prezzi finali ai clienti residenziali e alle piccole e medie imprese con un consumo annuo non eccedente i 30 MWh sono ancora regolati dall'Autorità (URSO).
Il 5 novembre 2014 il Governo ha adottato la nuova politica energetica che definisce gli obiettivi e le priorità del settore energetico al 2035, tra cui sono ricomprese la costruzione di un impianto nucleare, la conferma del regime applicato alla centrale termoelettrica Nováky e l'estensione della licenza per l'esercizio dell'impianto nucleare di Slovenské elektrárne.

Decreto sulla regolamentazione nel settore dell'energia elettrica

Il decreto URSO n. 221/2013 sulla regolamentazione del settore elettrico è stato approvato nel luglio 2013. Le principali tematiche possono essere riassunte come segue:

- relativamente agli oneri di accesso alle reti di trasmissione e distribuzione (G-component), è stata introdotta una tassa di accesso a carico dei generatori connessi alle reti di trasmissione o distribuzione che si applica a decorrere dal 2014. Per gli impianti connessi alla rete di trasmissione è stato fissato un cap al valore della suddetta tassa, pari a 0,5 euro/MWh, mentre per gli impianti connessi alla rete di distribuzione tale tassa è calcolata considerando il 30% del costo della capacità riservata, senza la previsione di alcun tetto al suo valore;
- da tale meccanismo sono stati esentati i fornitori di servizi ausiliari o i fornitori di energia elettrica alle reti di trasmissione, nonché gli impianti idroelettrici con capacità installata inferiore a 5 MW;
- per quanto riguarda il must run dell'impianto ENO, i costi variabili associati direttamente all'acquisto di lignite e di quote di emissione di CO_2 e altri costi (per acqua, nafta, altri additivi) saranno considerati come costi ammissibili e saranno rimborsati. I costi fissi saranno adeguati per il coefficiente di utilizzazione dell'impianto.

Efficienza energetica

La direttiva comunitaria n. 2012/27/CE sull'efficienza energetica è stata recepita nell'ordinamento nazionale nell'ottobre 2014. Gli elementi principali contenuti nella legge di recepimento sono: la definizione di un framework regolatorio per l'efficienza energetica al fine di raggiungere gli obiettivi stabiliti dalla direttiva; la previsione di obiettivi non vincolanti per le imprese energetiche; l'introduzione di obblighi di risparmio nel settore residenziale; la definizione e l'implementazione di audit energetici, servizi energetici e contratti di performance energetici; la definizione di diritti e doveri per gli attori nazionali responsabili del monitoraggio.

Termine operatività impianto idroelettrico Gabčíkovo

In seguito alla decisione del Governo slovacco di interrompere il contratto tra Slovenské elektrárne e la società statale Vodohospodárska výstavba, l'operatività dell'impianto idroelettrico Gabčíkovo verrà sospesa a decorrere dal 10 marzo 2015.

Divisione Energie Rinnovabili

Bulgaria

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da feed-in tariff differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti eolici on-shore, impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine impianti alimentati a biomassa con capacità inferiore a 5 MW. Con un emendamento alla legge sulle fonti rinnovabili, il Governo ha effettuato le seguenti modifiche:

- riduzione del periodo di incentivazione da 15 a 12 anni per tutte le fonti a eccezione del fotovoltaico per i quali è stata prevista una riduzione della durata da 25 a 20 anni;
- i valori tariffari sono elaborati su base annua (nel mese di giugno) e rimangono costanti durante l'intero periodo di incentivazione (senza l'applicazione di un'indicizzazione);
- l'accesso agli incentivi è consentito a partire dalla data di fine lavori.

Nell'ambito dell'approvazione della legge di bilancio 2014, sono state introdotte due ulteriori misure a carico dei produttori di energia da fonti rinnovabili applicabili da gennaio 2014:

- una tassa del 20% sui profitti derivanti dalla vendita di energia;

> un limite massimo alla quantità di energia da vendere all'operatore nazionale del mercato (NEK) a prezzo preferenziale.

A giugno 2014 il regolatore bulgaro ha introdotto l'obbligo di pagamento degli sbilanciamenti per i produttori di energia rinnovabile. Al fine di stabilizzare il mercato del bilanciamento, il Governo ha annunciato a dicembre alcune misure come l'introduzione di un tetto al prezzo degli sbilanciamenti (soglia compresa tra 0 e 100 euro/MWh) e alcune modifiche alla metodologia di calcolo del costo di sbilanciamento.

Grecia

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

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

> parziale riduzione dei ricavi registrati nel 2013 mediante emissione di una nota di credito (10% sui ricavi da produzione eolica e mini-idro e 35-37,5% sui ricavi da produzione fotovoltaica);
> riduzione, dal 1° aprile 2014, delle feed-in tariff (FIT) vigenti per gli impianti esistenti di circa il 6% per gli impianti eolici e mini-idro e di circa il 45% per gli impianti fotovoltaici, con conseguente eliminazione della precedente "turnover tax" (in vigore fino a fine giugno 2014);
> riduzione delle FIT per i nuovi impianti che entreranno in esercizio dopo il 1° aprile 2014;
> eliminazione del meccanismo di aggiustamento delle FIT rispetto all'indice dei prezzi al consumo (precedentemente fissato al 25%);
> estensione della validità dei Power Purchase Agreement (PPA) per sette anni a determinate condizioni.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi (CV), a eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite l'acquisto di CV – sulla base di obiettivi annuali stabiliti da legge – come quote di produzione lorda da rinnovabile. L'Autorità rumena pubblica annualmente la quota obbligatoria ricalcolata al fine di equilibrare la domanda e l'offerta. Il valore dei certificati varia sulla base di coefficienti moltiplicativi differenziati per fonte. Il prezzo dei CV è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo e un valore massimo (cap & floor). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti a una penale. L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei CV, EGO n. 57/2013 emessa a giugno e approvata definitivamente a dicembre 2013, ha stabilito la sospensione per un periodo limitato (dal 1° luglio 2013 al 31 marzo 2017) della commercializzazione di parte dei certificati dovuti ai produttori rinnovabili. I CV trattenuti potranno essere commercializzati gradualmente a partire dal 1° aprile 2017 (per il fotovoltaico e per il mini-idro) o dal 1° gennaio 2018 (per gli impianti eolici) fino a dicembre 2020.

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

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

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

Il 12 dicembre 2014 il Governo ha approvato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2015 e pari all'11,9% rispetto al precedente 16%.

Spagna

Il sistema di incentivazione spagnolo per le fonti rinnovabili

era basato prevalentemente su uno schema di feed-in tariff e feed-in premium. Sia il 2012 sia il 2013 sono stati caratterizzati da una politica energetica focalizzata principalmente sulla necessità di risolvere il problema del "deficit tariffario". A tal fine il regio decreto legge n. 1/2012, ha, da una parte, sospeso i procedimenti di "pre-assegnazione" e, dall'altra, soppresso gli incentivi economici per le nuove installazioni da energie rinnovabili non iscritte nel Registro.
La legge n. 15/2012 ha introdotto una tassa del 7% sull'energia elettrica prodotta da qualsiasi tipo di tecnologia e un canone del 22% per l'utilizzo delle acque per la produzione di energia elettrica (ridotto del 90% per le installazioni di potenza inferiore a 50 MW).
Nel corso del 2013 il regio decreto n. 2/2013 ha eliminato l'opzione di remunerazione basata sul prezzo di mercato più feed-in premium, lasciando solo la possibilità della feed-in tariff (prezzo energia incluso) o il prezzo di mercato, senza premium, e ha modificato il riferimento dell'indicizzazione della feed-in tariff per le rinnovabili e la cogenerazione.
Nell'ambito del processo di riforma del settore elettrico iniziato a luglio 2013 mediante l'adozione del regio decreto legge n. 9/2013, il 6 giugno 2014 è stato approvato il regio decreto n. 413/2014 concernente la regolazione della produzione da fonti energetiche rinnovabili, cogenerazione e residui. Il decreto introduce un nuovo schema di remunerazione basato sul concetto di "profittabilità ragionevole", pari all'andamento dei titoli di Stato decennali, maggiorato di 300 punti base. Per il primo periodo regolatorio, della durata di sei anni a partire da giugno 2013, il ritorno dell'investimento dovrebbe attestarsi al 7,4% reale pre-tasse. Il nuovo schema prevede una remunerazione basata sulla vendita dell'energia al prezzo di mercato, cui si aggiunge una retribuzione annuale addizionale solo nel caso in cui il prezzo di mercato non sia sufficiente a garantire il livello di profittabilità ragionevole fissato. L'eventuale remunerazione addizionale è determinata sulla base di costi standard operativi e di investimento di un'impresa efficiente e ben gestita e per cluster di impianti. I suddetti parametri standard sono stati definiti in data 20 giugno 2014 mediante l'approvazione dell'ordine ministeriale n. IET/1045/2014. In data 8 luglio 2014 Enel Green Power ha presentato ricorso amministrativo contro il regio decreto n. 413/2014 e l'ordine ministeriale n. IET/1045/2014. Relativamente al ricorso contro il regio decreto, la domanda è stata presentata e si è in attesa delle fasi seguenti del processo. Relativamente al ricorso contro l'ordine ministeriale, sono state richieste informazioni addizionali al Tribunale Supremo e una volta che tali informazioni saranno presentate, decorrerà il termine di 20 giorni lavorativi entro il quale Enel Green Power dovrà presentare le proprie domande.
Il 5 agosto 2014 è stato pubblicato l'ordine ministeriale n. IET/1459/2014 con il quale sono stati definiti i parametri per la remunerazione e il meccanismo di assegnazione del regime di remunerazione specifico per i nuovi impianti eolici e fotovoltaici nei sistemi elettrici extrapeninsulari.

Portogallo

Il regime tariffario che si applica agli impianti eolici risulta essere principalmente basato sul meccanismo di feed-in tariff. In data 24 giugno 2014, al fine di aumentare la capacità degli impianti eolici esistenti, che possiedono condizioni tecniche e risorsa eolica adeguate, è stato pubblicato il decreto legge n. 94/2014 che regola le condizioni di immissione in rete di una quantità di energia superiore alla potenza di connessione e la relativa remunerazione.

America Latina

In America Latina, lo sviluppo delle fonti rinnovabili è meno diversificato rispetto allo scenario europeo. In particolare, il territorio è storicamente caratterizzato da matrici elettriche con una forte presenza di grandi impianti idroelettrici anche se negli ultimi anni si sta assistendo a un progressivo processo di diversificazione. Gli schemi di remunerazione che prevalgono, sono contratti di lungo termine, definiti PPA (Power Purchase Agreement), incentivi fiscali e agevolazioni nelle tariffe di trasporto.

Brasile

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

- *Leilão Fontes Alternativas*, riservate alle tecnologie rinnovabili eolica, biomassa e idroelettrico fino a 50 MW;
- *Leilão Energia de Reserva*, alla quale possono accedere i progetti che entreranno in esercizio entro tre anni dalla data di svolgimento dell'asta. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di determinate tecnologie (come il rinnovabile);
- *Leilão de Energia Nova*, alla quale possono accedere tutti i

progetti con data prevista di esercizio superiore a tre anni dall'asta. Tali aste si differenziano in A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore di fornire l'energia assegnata dopo tre o cinque anni.

Il meccanismo tipico di svolgimento dell'asta prevede due fasi: descending clock, in cui l'organizzatore dell'asta fissa il prezzo di apertura e i produttori presentano offerte al ribasso; pay as bid, in cui i produttori rimasti riducono ulteriormente il prezzo fino al punto in cui l'offerta di energia copre tutta la domanda messa in asta. Ai vincitori dell'asta sono assegnati contratti di lungo termine di durata variabile: 15 anni per impianti termoelettrici alimentati a biomassa; 20 anni per impianti eolici e 30 anni per impianti idroelettrici.

Nel corso del 2014 si sono tenute quattro aste che hanno complessivamente visto la firma di contratti per oltre 8 GW (di cui oltre il 90% rappresentato da nuova capacità). In particolare, il 31 ottobre si è celebrata la prima asta di riserva a livello federale, con un blocco di capacità specifico per gli impianti solari che ha visto l'assegnazione di circa 890 MW.

Il 17 dicembre il Ministero dell'Energia ha pubblicato il nuovo piano di espansione del settore (PDE 2023 - *Plano Decenal de Expansão de Energia*) che include importanti percentuali di crescita previste per la capacità rinnovabile. Sulla base del piano presentato, il Governo stima che la capacità eolica crescerà mediamente di 2 GW all'anno fino al 2023, mentre la capacità solare e biomassa rappresenteranno, sempre al 2023, una quota di circa il 13% sul totale installato del Paese.

Il 25 novembre 2014, con delibera n. 1832 il regolatore ANEEL ha modificato la banda di oscillazione del prezzo di Borsa (*Preço de liquidação das diferenças* - PLD) fissando il nuovo limite inferiore (circa 12 euro/MWh) e superiore (circa 151 euro/MWh).

Cile

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

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

Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40 MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un décalage per la quota tra 20 e 40 MW. Il meccanismo prevede inoltre delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria.

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

Messico

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

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

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

In data 31 ottobre 2014 sono stati inoltre pubblicati i relativi regolamenti che includono anche le linee guida per un meccanismo di certificati di energia (*Certificados de Energía Limpia*) finalizzato al raggiungimento dell'obiettivo del 35% di generazione elettrica da fonti non inquinanti al 2024. L'obbli-

go sarà in vigore a partire dal 2018 e il corrispondente target sarà definito entro marzo 2015.

In vista dell'avvio del mercato all'ingrosso, la cui data è prevista per il 1° gennaio 2016, è stato inoltre ufficialmente creato l'operatore indipendente del mercato (CENACE - Centro Nacional de Control de la Energía).

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

In linea con quanto previsto dal nuovo assetto regolatorio:

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

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

Centro America

SIEPAC - Mercato Elettrico Regionale

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

Nel corso della seconda metà del 2014 CRIE ha inoltre emesso una serie di risoluzioni al fine di completare lo schema di regolamentazione regionale e concludere il regime transitorio in vigore da marzo 2013. L'implementazione dello schema di regolamentazione regionale rappresenta il primo passo per il consolidamento delle norme relative agli scambi transfrontalieri tra i sei Paesi del Centro America (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica e Panama).

Panama

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

Il 31 marzo 2014 è stata pubblicata, da parte del Presidente della Repubblica, la risoluzione n. 41, che ha riconosciuto all'impianto idroelettrico Fortuna, del Gruppo Enel, una compensazione di 75 milioni di dollari statunitensi divisa nel periodo 31 marzo 2014 - 31 dicembre 2016. L'ammontare è stato riconosciuto a seguito delle limitazioni di produzione imposte dal Governo all'impianto stesso, a loro volta dovute al ritardo dell'ampliamento della rete di trasmissione panamense.

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

Costa Rica

Il regolatore ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Publicos) ha modificato le tariffe per gli impianti rinnovabili, nuovi ed esistenti, a seguito dei risultati di una serie di consultazioni pubbliche tenutesi a novembre. L'aggiornamento avrà un impatto positivo per gli impianti esistenti (idroelettrici ed eolici), le cui tariffe sono state aumentate del 13%, mentre avrà un effetto negativo per i nuovi impianti, a causa della riduzione del 16% rispetto al 2014.

USA

Il sistema statunitense prevede un duplice livello di incentivazione delle fonti rinnovabili. In particolare, a livello federale esistono diverse forme di supporto quali: incentivi fiscali alla produzione e all'investimento (production tax credit e investment tax credit), ammortamento accelerato e sovven-

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

Il production tax credit (PTC), l'incentivo fiscale alla produzione di energia tramite fonti rinnovabili, scaduto alla fine del 2013, è stato rinnovato con il *Tax Increase Prevention Act* del 20 dicembre 2014. Grazie a questa estensione, hanno potuto qualificarsi per i PTC i progetti eligibili con data di "avvio costruzione" entro il 31 dicembre 2014. Ulteriori linee guida da parte dell'Internal Revenue Service (IRS), per la definizione del concetto di "continuos efforts" richiesto per la qualificazione, sono attese nel primo e nel secondo trimestre del 2015.

L'investment tax credit, l'incentivo fiscale agli investimenti in energie rinnovabili, rimane invece applicabile agli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2016.

Il 2 giugno 2014 l'Environment Protection Agency (EPA) ha reso pubblica una proposta di regolamentazione, applicabile alle centrali a combustibile fossile attualmente in esercizio, che prevede, entro il 2030, una riduzione complessiva delle emissioni di CO_2 del 30% rispetto ai livelli del 2005. Per ciascuno Stato è stato stabilito uno specifico target di abbattimento per il raggiungimento del quale viene lasciata ampia flessibilità in merito a politiche e strategie. Dopo la fase di consultazione, la proposta è attualmente in fase di revisione e l'EPA prevede l'approvazione definitiva entro il terzo trimestre del 2015. In tal caso gli Stati avranno tempo fino a giugno 2016 per presentare all'EPA il proprio piano di raggiungimento del target.

Sudafrica

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'Integrated Resource Plan 2010-2030, approvato a maggio 2011, intende raggiungere 17,8 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030. Lo strumento principale per il raggiungimento di tale target è il REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme), un sistema di gare su base d'asta avviato nel 2011, che mira a mettere in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 7 GW di nuova capacità rinnovabile (idroelettrica <40 MW, solare a concentrazione e fotovoltaico, eolica, biomassa, biogas e da gas da discarica). Attualmente sono previsti cinque round di aste (Bid Window), quattro dei quali si sono già svolti. Includendo il Round 4, per il quale i progetti vincitori saranno annunciati nel primo trimestre del 2015, sono stati finora assegnati circa 5.000 MW.

Dopo una fase di pre-qualifica, che riguarda aspetti tecnici e finanziari, i progetti qualificati vengono selezionati in base a due criteri: al prezzo offerto (peso 70%) e al contenuto di Economic Development (peso 30%). Quest'ultimo consta di una serie di parametri rivolti allo sviluppo economico del Paese, tra cui il "Local Content" e la creazione di posti di lavoro per i cittadini sudafricani, in particolare di colore.

I vincitori hanno la possibilità di firmare un PPA (Power Purchase Agreement) della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom, i cui pagamenti sono garantiti dal Governo.

Principali rischi e incertezze

Per la natura del proprio business, il Gruppo è esposto a diverse tipologie di rischi, e in particolare a rischi di mercato, rischi di credito, rischi di liquidità, rischi industriali, ambientali e di carattere regolatorio. Per mitigare l'esposizione a tali rischi, nel Gruppo sono svolte specifiche attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione che sono descritte nei successivi paragrafi.

Da un punto di vista organizzativo, Enel adotta a livello di Gruppo e di singola Division/Country/Business Line un modello di governance per la gestione e il controllo dei rischi di natura finanziaria (rischi di mercato, di credito e di liquidità) che prevede l'attribuzione delle attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi a specifici comitati, l'emanazione di policy e procedure per l'individuazione di ruoli e responsabilità gestionali e di controllo e la definizione di un sistema di limiti operativi.

Rischi legati ai processi di liberalizzazione dei mercati e a 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 o regimi regolati e il cambiamento delle regole di funzionamento di tali mercati e regimi, 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.

Rischi legati alle emissioni di 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.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.
La governance dei rischi finanziari adottata dal Gruppo prevede la presenza di specifici comitati interni, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché specifiche policy a livello di Gruppo e di singole Division/Business Line che definiscono i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione del business e le strutture responsabili del controllo dei rischi.
La governance dei rischi finanziari prevede inoltre la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Division/Business Line per le diverse tipologie di rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.
Per contenere l'esposizione ai rischi di mercato all'interno di tali limiti operativi Enel stipula contratti derivati avvalendosi degli strumenti offerti dal mercato.

Rischio di 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 41 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 tasso di cambio

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere generino variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in divisa estera. L'esposizione al rischio di tasso di cambio, espressa principalmente nei confronti del dollaro statunitense, deriva dalla presenza di:

- 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;
- passività finanziarie accese a livello di Holding o delle singole subsidiary denominate in valuta diversa da quella di conto od operativa per la società detentrice della passività;
- attività/passività finanziarie valutate al fair value.

Il Bilancio consolidato è inoltre soggetto al rischio cambio insito nei valori di consolidamento delle partecipazioni denominate in divise diverse dall'euro (rischio traslativo).
La gestione del rischio di cambio viene perseguita nell'ambito delle policy di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari che prevedono la stabilizzazione degli effetti delle variazioni del livello dei tassi di cambio con l'esclusione del rischio traslativo. A tal fine, il Gruppo ha strutturato processi operativi che garantiscono la copertura sistematica delle esposizioni attraverso la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging che tipicamente richiedono l'utilizzo di contratti finanziari derivati.
Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 del Bilancio consolidato.

Rischio di tasso di interesse

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse possono comportare variazioni in aumento degli oneri finanziari netti o variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value.

L'esposizione del Gruppo Enel al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento espresso a tasso variabile e dalla necessità di rifinanziare il debito in scadenza alle mutevoli condizioni di mercato.

Le politiche di gestione dei rischi sono finalizzate al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito delle procedure formali di governance dei rischi di Gruppo, contenendo nel tempo il costo della provvista e limitando la volatilità dei risultati. Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie e tramite la stipula di contratti derivati sui mercati over the counter (OTC).

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 del Bilancio consolidato.

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Già dagli esercizi precedenti, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di incasso dei crediti commerciali. Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede l'applicazione di criteri omogenei, in tutte le principali Region/Country/Business Line, per la misurazione delle esposizioni creditizie, al fine sia di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere – individuando le eventuali azioni di mitigazione da attuare – sia di consentire il consolidamento e il monitoraggio delle esposizioni a livello di Gruppo.

Relativamente al rischio di credito derivante dall'operatività in commodity, è applicato un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello locale. A partire dal 2013 sono stati applicati e monitorati limiti di portafoglio, approvati dal Comitato di Rischio Credito di Gruppo, sia per le Region/Country/Business Line interessate sia a livello consolidato.

Con riferimento al rischio di credito originato da operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral e/o l'applicazione di criteri di netting. Anche nel 2014 sono stati applicati e monitorati, attraverso un sistema di valutazione interno, i limiti operativi al rischio di credito sulle controparti finanziarie, approvati dal Comitato Rischi Finanziari di Gruppo, sia a livello di singola Region/Country/Business Line sia a livello consolidato.

Nell'ambito della gestione del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), le quali hanno riguardato specifici segmenti del portafoglio commerciale. Anche in considerazione dello scenario macroeconomico di riferimento, il ricorso a operazioni di cessione è stato, a partire dal 2011, progressivamente esteso sia geograficamente sia attraverso l'allargamento anche a crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla commercializzazione, quali per esempio crediti derivanti da attività di generazione, vendite di energia elettrica effettuate nell'ambito dell'attività di energy management, vendite di certificati verdi o servizi di trasporto di energia elettrica.

Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo, pur essendo solvibile, non sia in grado di far fronte tempestivamente ai propri

impegni, o che sia in grado di farlo solo a condizioni economiche sfavorevoli a causa di fattori legati alla percezione della propria rischiosità da parte del mercato o situazioni di crisi sistemica (per es., credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.).
Nell'ambito delle procedure formali di governance dei rischi di Gruppo, le politiche di gestione del rischio sono finalizzate al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un liquidity buffer prudenziale sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di assicurare la liquidità necessaria a fronteggiare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari e un profilo di scadenze equilibrato. Ai fabbisogni di liquidità si sopperisce primariamente con i flussi di cassa generati dalla gestione caratteristica assicurando un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.
Al fine di garantire l'ottimizzazione della gestione delle disponibilità liquide nell'ambito del Gruppo, Enel SpA provvede, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, ai fabbisogni finanziari delle società del Gruppo attraverso l'accentramento dell'accesso al mercato monetario e dei capitali e svolge attività di direzione e coordinamento per le società del Gruppo che possono accedere direttamente a fonti di finanziamento di mercato.
A riprova della confermata capacità di accesso al mercato del credito per il Gruppo Enel sono state effettuate nel corso dell'esercizio 2014 emissioni obbligazionarie per il controvalore complessivo di 2,4 miliardi di euro, di cui 1,6 miliardi di euro da parte di Enel SpA, sotto forma di titoli subordinati ibridi, e 436 milioni di euro da parte di Endesa Chile sotto forma di Yankee Bond.
Nel corso dell'ultimo trimestre 2014 Enel Finance International NV ha avviato un programma di Liability Management per un importo complessivo di 4 miliardi di euro, da eseguirsi entro il 31 dicembre 2015, nell'obiettivo dell'ottimizzazione della liquidità in eccesso consentendo la riduzione del debito lordo, l'abbassamento del costo medio del debito nonché il miglioramento del profilo delle scadenze.
La Società ha in seguito effettuato la sua prima transazione attraverso il riacquisto di obbligazioni proprie per un valore nominale complessivo di 762 milioni di euro.
Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 40 "Strumenti Finanziari" del Bilancio consolidato.

Rischi connessi al rating

Il merito di credito, assegnato a una società dalle agenzie di rating, influenza la sua possibilità di accedere alle varie fonti di finanziamento nonché le rispettive condizioni economiche; un eventuale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.
Alla fine dell'esercizio 2014, nonostante il downgrade del rating sui titoli di Stato della Repubblica Italiana (BBB- con outlook stabile rispetto al precedente BBB con outlook negativo), l'agenzia di rating Standard & Poor's ha confermato il merito di credito di Enel, pari a BBB con outlook stabile.
Tale scelta dipende principalmente dall'ampia diversificazione che caratterizza il Gruppo sotto il profilo geografico e tecnologico attuata nei Paesi extraeuropei nonché dall'attesa che la Società riesca a raggiungere e mantenere gli obiettivi economici e finanziari commisurati al livello attuale di rating, grazie alla strategia di riduzione dell'indebitamento e al significativo contributo delle attività regolate.
Al termine dell'esercizio il rating di Enel è pari a: (i) "BBB" secondo Standard & Poor's con outlook stabile; (ii) "BBB+", con outlook stabile, secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con outlook negativo, secondo Moody's.

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per oltre il 50% 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 macroeconomica 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.
Nel complesso, nel 2014 si è assistito a una ripresa del panorama congiunturale mondiale piuttosto vacillante e per i prossimi due anni non si considera ancora sventato il rischio di ricaduta. Il commercio mondiale, la cui espansione pro-

cede a rilento rispetto al periodo che ha preceduto la crisi finanziaria di sei anni fa, fino all'autunno 2014 ha faticato a prendere quota.

In Europa, per il 2015, si prevede che il tasso di crescita dovrebbe salire all'1,7% per l'intera UE e all'1,3% per la zona euro, mentre nel 2016 la crescita annua dovrebbe essere rispettivamente del 2,1% e dell'1,9% grazie all'aumento della domanda interna ed estera, a una politica monetaria molto accomodante e a un orientamento sostanzialmente neutro della politica di bilancio.

Le prospettive di crescita in tutta Europa sono ancora frenate da un contesto poco favorevole agli investimenti e dall'elevata disoccupazione. Gli sviluppi fondamentali dell'autunno scorso hanno però migliorato le prospettive a breve termine: i prezzi del petrolio sono scesi più rapidamente che in passato, l'euro si è notevolmente deprezzato, la BCE ha annunciato un allentamento quantitativo (quantitative easing) e la Commissione Europea ha presentato il suo piano di investimenti per l'Europa. Tutti questi fattori avranno effetti positivi sulla crescita.

Le previsioni macroeconomiche dell'economia statunitense sono fortemente ottimistiche anche a seguito della politica monetaria super espansiva e dei dati sensibilmente positivi sulla disoccupazione dato che ha raggiunto livelli minimi.

Nelle altre regioni del mondo le prospettive sono eterogenee e complessivamente si mantengono positive. In Giappone l'aumento dell'imposta sul valore aggiunto dell'aprile 2014 ha danneggiato la congiuntura molto più di quanto atteso. Considerati gli impulsi di politica monetaria espansiva, nei prossimi trimestri l'economia nipponica dovrebbe intraprendere un'ascesa moderata. In Cina la congiuntura si afferma finora relativamente robusta, ma segue un percorso di crescita strutturalmente basso (6-7%), il che non stupisce affatto considerato lo stato dello sviluppo raggiunto e un potenziale limitato di forza lavoro. In altri grandi Paesi emergenti si profila un quadro eterogeneo: mentre l'economia indiana prende sensibilmente slancio, in Brasile la ripresa si rivela titubante. Ancora una volta le aspettative per la Russia sono peggiorate: a seguito delle tensioni geopolitiche con l'Ucraina e dei bassi prezzi del petrolio il Paese è caduto in una recessione che minaccia di tramutarsi in una crisi valutaria. Resta alta l'allerta anche in Medio Oriente e in Nord Africa per gli sviluppi degli scenari rispettivamente siriano e libico, che presentano rischi in grado di provocare una persistente alterazione degli equilibri regionali e globali con le conseguenti incertezze che possono incidere sul quadro macroeconomico globale.

Rischi industriali e ambientali

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al business del Gruppo.

I rischi di natura industriale e ambientale sono presidiati per la Business Line di Global Generation attraverso l'utilizzo di modelli statistici, che valutano i rischi in termini probabilistici e monetari, fornendo fattori di rischio specifici per ogni singolo impianto/rete/progetto. A tal fine, oltre a modelli di rischio più tipicamente industriale (Business Interruption, Operation & Maintenance), sono stati sviluppati modelli per la misurazione dei rischi catastrofali dovuti a eventi sismici, il modello per la valutazione del rischio incendio e i modelli ambientali per la valutazione dell'esposizione di ciascun impianto verso tutti i possibili comparti ambientali quali aria, acqua, suolo e sottosuolo; il tutto con l'obiettivo di individuare le aree più critiche e predisporre gli strumenti più adeguati per la salvaguardia del valore industriale degli impianti.

Nel corso del 2014 è stato sviluppato e messo a punto un modello di valutazione dei rischi industriali e ambientali in ambito di Upstream Gas.

Sono state inoltre condotte attività volte a valutare i rischi connessi all'esercizio delle reti di distribuzione gestite dalla Business Line Infrastrutture e Reti.

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 assicurati-

ve in grado di coprire i rischi di costruzione in ogni sua fase. Sono stati anche approntati nuovi modelli di valutazione per "Project Risk management", che permettono di misurare, in maniera quantitativa e statistica e nel contesto di iniziative "Capital Intensive" del Gruppo, i ritardi della data di operazione commerciale e gli incrementi dei costi di investimento derivanti dai possibili rischi, inclusi anche quelli di natura ambientale.

Per quanto concerne la generazione nucleare, Enel è attiva in Slovacchia attraverso Slovenské elektrárne e in Spagna attraverso Endesa. Nell'ambito delle sue attività nucleari, il Gruppo è esposto anche a rischi industriali e potrebbe dover fronteggiare costi aggiuntivi anche a causa di incidenti, violazioni della sicurezza, atti di terrorismo, calamità naturali, malfunzionamenti di attrezzature, stoccaggio, movimentazione, trasporto, trattamento delle sostanze e dei materiali nucleari. Nei Paesi in cui Enel ha attività nucleari, specifiche disposizioni di legge, basate su convenzioni internazionali, richiedono che l'operatore si doti di una copertura assicurativa per la responsabilità civile legata ai rischi derivanti dall'uso e trasporto di combustibile nucleare, con massimali e condizioni di garanzia stabiliti per legge. Altre misure di mitigazione sono state messe in atto secondo le best practice internazionali.

619

Prevedibile evoluzione della gestione

Per competere efficacemente nell'attuale e futuro contesto macroeconomico e cogliere, allo stesso tempo, le nuove opportunità di business nel settore energetico, il Gruppo Enel è orientato verso una nuova strategia industriale basata su quattro pilastri fondamentali: i) il raggiungimento di elevati livelli di efficienza operativa attraverso la gestione ottimale dei costi e degli investimenti di mantenimento degli asset; ii) il riavvio di un percorso di crescita "industriale" del Gruppo grazie a un deciso incremento degli investimenti di sviluppo; iii) la gestione attiva di portafoglio in ottica di creazione di valore; iv) la nuova politica dei dividendi del Gruppo. Il nuovo piano strategico del Gruppo Enel definisce quindi le priorità e i piani di azione necessari al raggiungimento degli obiettivi prefissati. Per quanto riguarda l'efficienza operativa si farà leva sulle nuove Global Business Line, per mettere a fattor comune le best practice interne in termini di ottimizzazione dei costi operativi e gestione efficiente degli asset. Il nuovo percorso di crescita industriale sarà invece sostenuto da significativi investimenti in mercati e business ad alto potenziale, a partire dal settore delle rinnovabili, attraverso la crescita del posizionamento nei Paesi di presenza come l'America Latina e l'ingresso in nuovi Paesi, anche per favorire il successivo posizionamento in altri business. Ulteriori aree di sviluppo saranno la gestione delle nuove reti di distribuzione "smart" e l'ampliamento della gamma di prodotti e servizi a valore aggiunto nei mercati retail. La gestione attiva del portafoglio sarà finalizzata alla dismissione di asset non strategici per il Gruppo e al successivo reinvestimento di quanto ottenuto in un'ottica di creazione di valore e di razionalizzazione della struttura societaria. Infine, Enel ha deciso di introdurre una nuova politica dei dividendi che garantisca al pay-out certezza nel breve termine e un potenziale significativo di crescita nel medio-lungo termine. Il Gruppo presenta caratteristiche uniche nel panorama mondiale delle utility, sia per la sua dimensione in assoluto, sia per la grandissima diversificazione tecnologica, sia per la posizione equilibrata su tutta la catena del valore, e infine per la vasta diversificazione geografica. La nuova struttura organizzativa permetterà al management di fare valere nel modo migliore questi punti di forza, accrescendo le modalita di creazione di valore in maniera più veloce e più incisiva a fronte di un panorama mondiale in evoluzione molto turbolenta e diversificata.

Sulla base degli elementi chiave sopra esposti, di seguito sono riportati gli obiettivi prefissati dal piano industriale.

		2015	2016	2017	CAGR 2015-2019
EBITDA ricorrente	miliardi di euro	~15,0	~15,0	~15,6	~3%
Utile netto ordinario	miliardi di euro	~3,0	~3,1	~3,4	~10%
Dividendo minimo	euro/azione	0,16	0,18		~17%
Pay-out	%	50	55	60	
Flusso di cassa operativo/ Indebitamento finanziario netto	%	21	24	27	~9%

		2015-2019
Investimenti lordi	miliardi di euro	34,0
Cash flow da attività operativa	miliardi di euro	~49,5
Free cash flow	miliardi di euro	~15,5
Net free cash flow (dopo i dividendi)	miliardi di euro	~1,5

690

Altre informazioni

Società controllate estere extra UE

Si attesta che alla data di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del Bilancio di Enel SpA relativo all'esercizio 2014 – vale a dire il 18 marzo 2015 – sussistono nell'ambito del Gruppo Enel le "condizioni per la quotazione delle azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea" (per brevità, nel prosieguo, definite "società controllate estere extra-UE") dettata dalla CONSOB nell'art. 36 del Regolamento Mercati (approvato con deliberazione n. 16530 del 25 giugno 2008 e successive modificazioni).

In particolare, si segnala al riguardo che:

- in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento previsti nell'art. 36, comma 2, del Regolamento Mercati CONSOB, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 17 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013.

  Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Endesa); 2) Chilectra SA (società cilena del perimetro Endesa); 3) Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía - Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Endesa); 4) Compañía de Interconexión Energética SA - CIEN (società brasiliana del perimetro Endesa); 5) Compañía Eléctrica do Tarapacá SA - Celta (società cilena del perimetro Endesa); 6) Companhia Energética do Ceará - Coelce SA (società brasiliana del perimetro Endesa); 7) Edegel SA (società peruviana del perimetro Endesa); 8) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Endesa); 9) Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte - Edelnor SAA (società peruviana del perimetro Endesa); 10) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina del perimetro Endesa); 11) Empresa Nacional de Electricidad - Endesa Chile SA (società cilena del perimetro Endesa); 12) Endesa Brasil SA (società brasiliana del perimetro Endesa); 13) Enel Green Power Chile Limitada (società cilena del perimetro Enel Green Power); 14) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 15) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 16) Enersis SA (società cilena del perimetro Endesa) e 17) Enel Russia (società russa controllata da Enel Investment Holding BV);
- lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2014 di tutte le società sopra indicate, quali inseriti nel reporting package utilizzato ai fini della redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, verranno messi a disposizione del pubblico da parte di Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. a) del Regolamento Mercati CONSOB) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2014 di Enel SpA – contestualmente ai prospetti riepilogativi dei dati essenziali dell'ultimo bilancio della generalità delle società controllate e collegate (ai sensi di quanto al riguardo disposto dall'art. 77, comma 2 *bis*, del Regolamento Emittenti CONSOB approvato con deliberazione n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni);
- gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati CONSOB);
- è stato verificato da parte di Enel SpA che tutte le società sopra indicate:
  - forniscono al revisore della Capogruppo Enel SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c-i) del Regolamento Mercati CONSOB);
  - dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a fare pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c-ii) del Regolamento Mercati CONSOB).

Approvazione del bilancio

L'Assemblea per l'approvazione del bilancio, così come previsto dall'art. 9.2 dello Statuto di Enel SpA, è convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.
L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, del codice civile, è motivato dalla circostanza che la Società è tenuta alla redazione del Bilancio consolidato.

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* del codice civile, si rinvia a quanto illustrato nella Nota 31 "Strumenti finanziari", 32 "Risk management", 33 "Derivati e hedge accounting" e 34 "Fair value measurement" del Bilancio di esercizio di Enel SpA.

Operazioni con parti correlate

Per quanto attiene all'informativa sulle parti correlate e al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica Nota 35 del Bilancio di esercizio di Enel SpA.

Azioni proprie

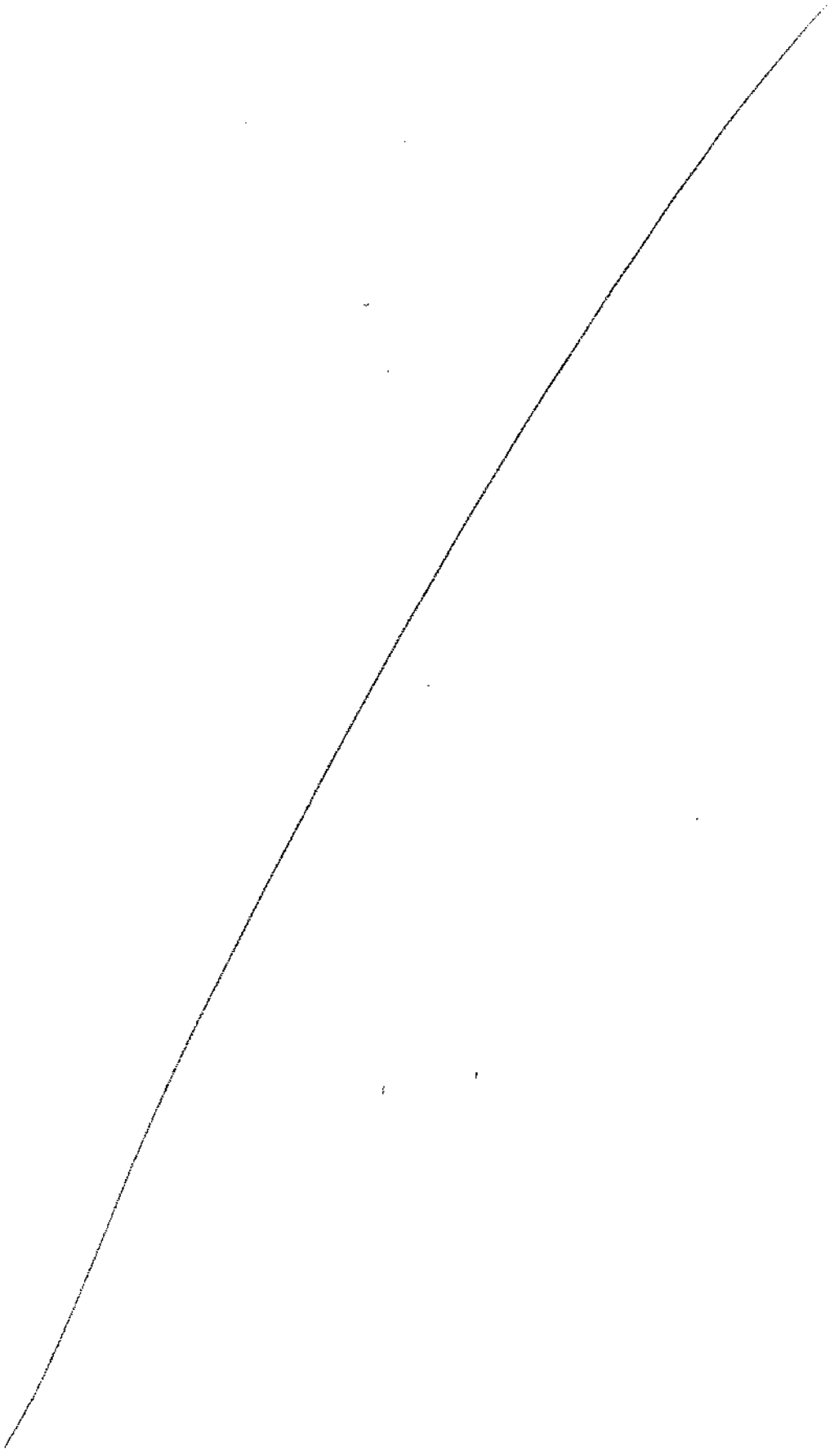
La Società non detiene azioni proprie in portafoglio, né ha svolto transazioni in azioni proprie nell'esercizio.

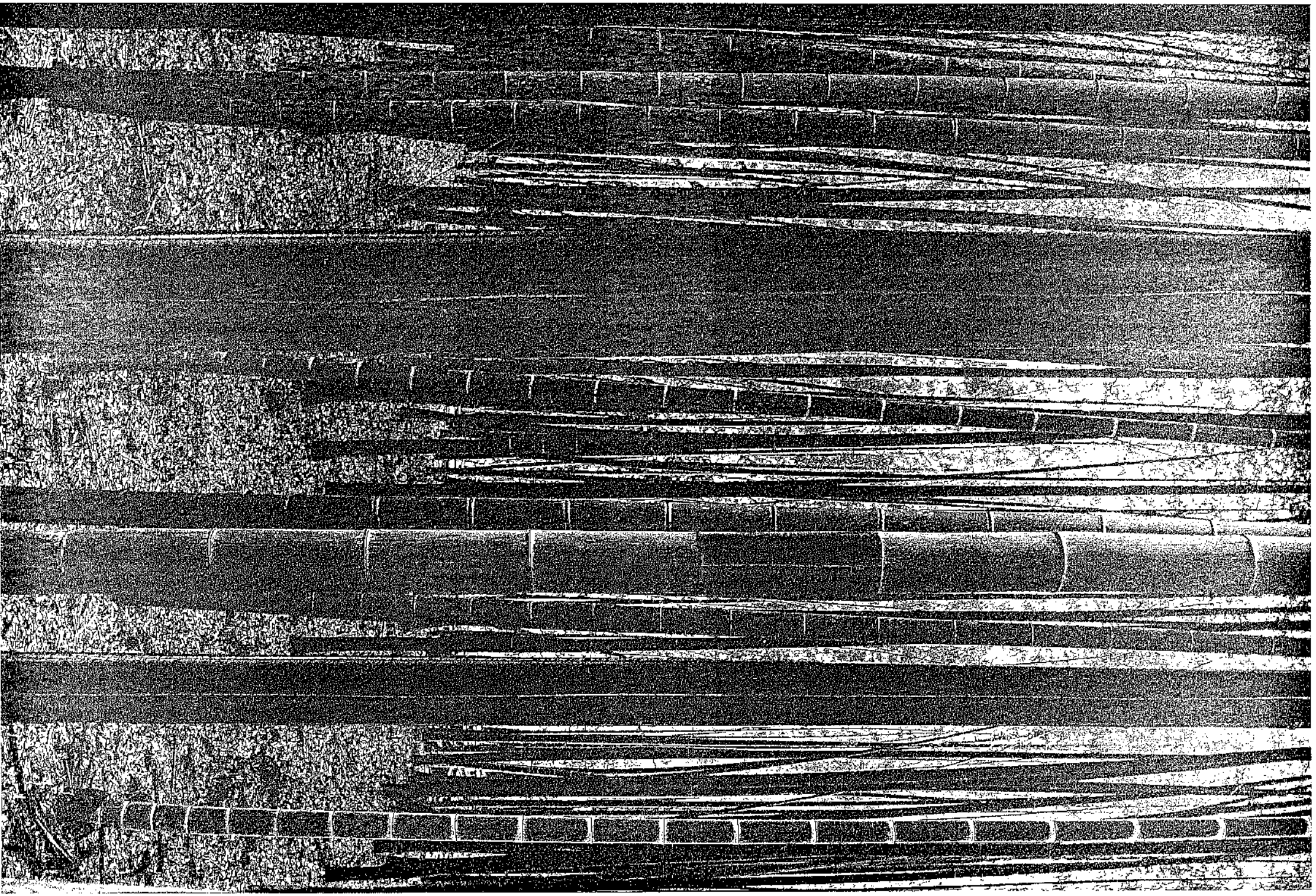
Operazioni atipiche e/o inusuali

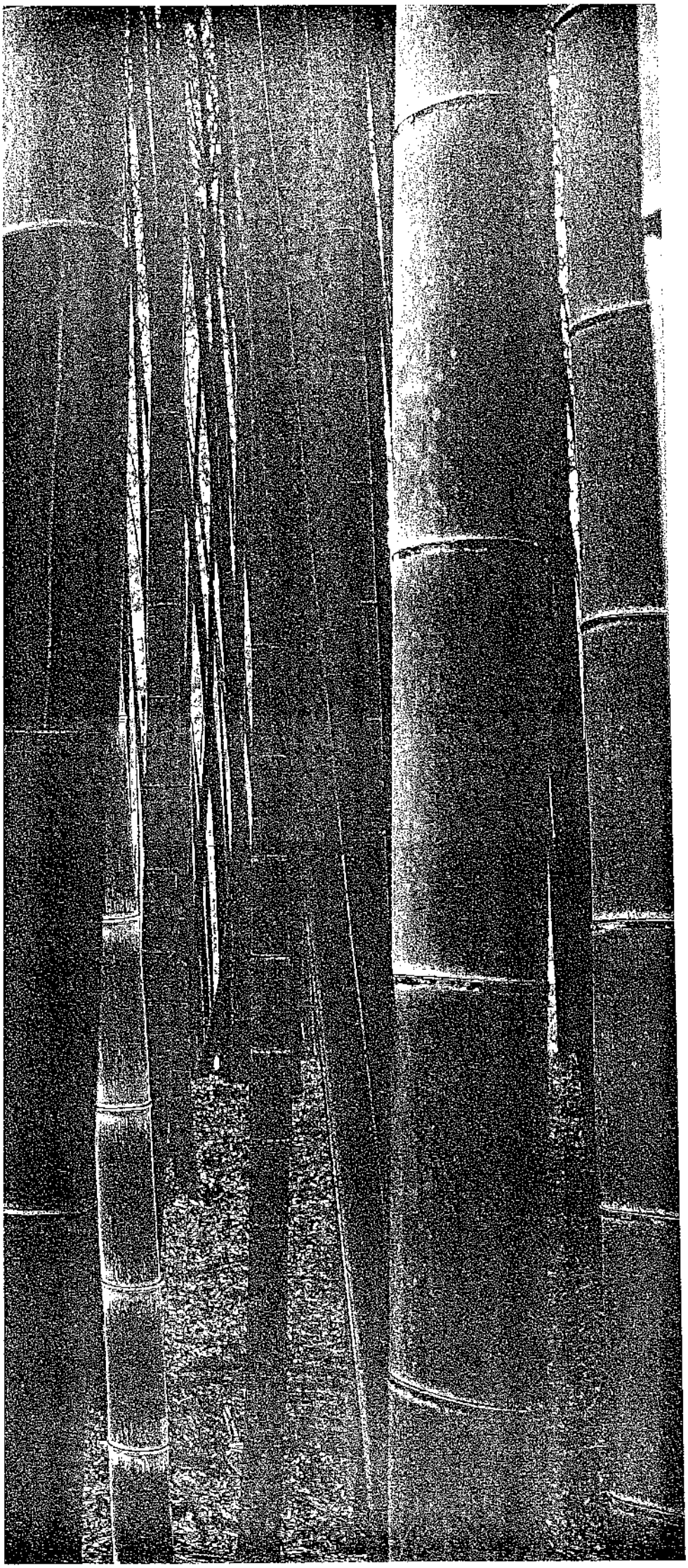
Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2014.
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Per quanto attiene ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, si rinvia a quanto illustrato nella specifica Nota 50 del Bilancio consolidato.







Sostenibilità

16

625

Come operiamo

La sostenibilità in Enel rappresenta un elemento strategico e integrato nella conduzione, nella crescita e nello sviluppo del business, in un'ottica di creazione di valore di medio-lungo periodo per l'azienda e per tutti i suoi stakeholder.

La nuova struttura organizzativa di Enel vede per la prima volta a diretto riporto dell'Amministratore Delegato una direzione specifica di "Innovation & Sustainability", per sottolineare quanto le due aree di competenza e le loro specifiche attività si integrino e contribuiscano alla creazione di un nuovo modello di business e alla competitività dell'azienda. A livello di Paese sono stati, inoltre, nominati i Sustainability Manager, a diretto riporto dei Country Manager, per l'attuazione a livello locale della policy e delle linee guida strategiche del Gruppo e per lo sviluppo delle attività e dei progetti di Sostenibilità specifici per ciascuna area.
Si tratta dunque di un modello mirato a una sempre maggiore integrazione della sostenibilità nella strategia e nel business, attraverso la definizione di strumenti concreti a supporto e garantendo una periodica disclosure delle informazioni rilevanti sia all'interno sia all'esterno dell'azienda.

Questo modello è pienamente in linea con le indicazioni del Global Compact delle Nazioni Unite, di cui Enel è membro attivo dal 2004, che ribadiscono l'importanza di una sempre maggiore integrazione della sostenibilità nelle scelte strategiche aziendali. Uno specifico programma formativo (Global Compact Board Programme), che coinvolge alcuni esperti internazionali come facilitatori del dialogo con i Consigli di Amministrazione, è in corso di svolgimento. Enel è stata tra le prime aziende al mondo ad aver aderito alla fase pilota del programma e a novembre 2014 si è tenuta la prima sessione formativa con il Consiglio di Amministrazione del Gruppo.

L'integrazione dei fattori di Sostenibilità nei processi di business tiene conto ed estende l'esperienza fatta all'interno del Gruppo nello sviluppo di modelli di gestione delle attività operative (Business Development, Engineering & Construction, Operation & Maintenance) volti alla creazione di valore condiviso e inclusivo nel medio-lungo termine.
L'efficacia e l'efficienza dei processi di business, in fase sia di sviluppo sia di gestione, dipendono infatti in maniera importante dalla costruzione di relazioni stabili e costruttive con i diversi stakeholder e dalla capacità di inserirsi in maniera sinergica nei territori, prevenendo e gestendo eventuali impatti socio-ambientali.
A cornice di tutto il processo vi sono i princípi di etica, trasparenza, anti-corruzione, rispetto dei diritti umani e tutela della sicurezza, che da sempre caratterizzano il modo di operare di Enel e che trovano riferimento in policy e criteri di condotta validi per tutto il Gruppo.

Dal 2012 Enel ha avviato, recependo i più innovativi trend internazionali, un processo di identificazione, valutazione e ponderazione delle tematiche di interesse e delle aspettative dei diversi stakeholder, incrociandole con la strategia industriale, con le modalità e i processi con cui l'azienda sta rispondendo alle loro attese (c.d. "Analisi di materialità").
La vista congiunta delle due prospettive consente di individuare le tematiche che, per rilevanza e significatività, sono più centrali per Enel e i suoi stakeholder e di conseguenza di verificare il grado di "allineamento" o "disallineamento" tra aspettative esterne e rilevanza interna. In tale contesto nel 2015 saranno rafforzate le iniziative di stakeholder engagement al fine di cogliere e monitorare le esigenze e le aspettative dei diversi interlocutori.

Tale attività costituisce la base per sviluppare e definire le priorità che il Gruppo intende assumersi nei prossimi anni, identificando gli obiettivi e/o i target specifici.
Il piano di sostenibilità 2015-2019 identifica come macro-ambiti di impegno:

- creazione di valore economico-finanziario;
- governance e trasparenza;
- clima, ambiente e risorse naturali;
- sviluppo e valorizzazione delle persone;
- accesso all'energia;
- valore condiviso e relazioni responsabili con le comunità;
- programmi e iniziative per clienti e fornitori;
- salute e sicurezza.

Enel si impegna costantemente a gestire e misurare la propria performance di sostenibilità, dotandosi di, e sviluppando, strumenti che garantiscano un sistema codificato e integrato di progetti, informazioni e dati omogenei, aggiornati costantemente in base all'evoluzione del perimetro di attività e degli standard di riferimento, promuovendo la condivisione delle migliori pratiche ed esperienze.

Il Gruppo, nel segno di una sempre maggiore trasparenza verso gli stakeholder, segue e partecipa attivamente allo sviluppo delle nuove frontiere della rendicontazione verso una comunicazione integrata delle performance finanziarie e non finanziarie: per esempio, ha contribuito alla definizione delle linee guida G4 del Global Reporting Initiative (GRI), ha partecipato al programma pilota dell'Integrated Reporting Council (IIRC), supporterà il GRI nella definizione del progetto "Reporting 2025", per promuovere un confronto internazionale sulle prospettive future della reportistica 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, secondo quanto previsto dalle linee guida dello standard internazionale GRI e sue evoluzioni e integrazioni (EUSS - Electric Utility Sector Supplement), nonché dai princípi di Accountability e del Global Compact delle Nazioni Unite.

I progetti, le attività, le performance e i principali risultati sono riportati nel Bilancio di Sostenibilità di Enel, che quest'anno integra il Rapporto Ambientale, la cui completezza e attendibilità sono verificate da un'accreditata società di revisione esterna, dal Comitato Controllo e Rischi e dal Comitato per la Corporate Governance. Il documento viene poi approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e quindi presentato in Assemblea degli azionisti.

A oggi il Bilancio è oggetto di analisi da parte dei fondi di investimento socialmente responsabili, che continuano a crescere: al 31 dicembre 2014 sono presenti nel capitale Enel 134 Investitori Socialmente Responsabili (117 nel 2013) che detengono il 5,9% del totale delle azioni in circolazione di Enel (5,5% nel 2013), pari all'8,6% del flottante (8% nel 2013).

Il riconoscimento di tale impegno è confermato dalla presenza di Enel, per l'undicesimo anno consecutivo, nel 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.
Nel 2014 Enel ha fatto parte del selettivo indice World di Dow Jones e ricevuto il prestigioso riconoscimento "Gold Class" per la sostenibilità nel *Sustainability Yearbook 2015* di RobecoSAM, pubblicazione giunta alla sua ventesima edizione che valuta le performance nel campo della sostenibilità delle maggiori imprese mondiali. Enel figura tra le uniche tre "Gold Class" assegnate, a livello globale, nel settore Utility Elettriche e tra le sole quattro aziende "Gold Class" italiane.
Per la prima volta, inoltre, Enel è stata ammessa nello STOXX Global ESG Leaders ed è tra le utility nel prestigioso indice CDP Italy Climate Disclosure Leadership 2014, come un'azienda leader per la qualità, la completezza e la trasparenza dei dati sul cambiamento climatico.
È stata, infine, riconfermata nell'indice FTSE4Good che misura il comportamento delle imprese in base alla sostenibilità ambientale, le relazioni con gli stakeholder, il rispetto dei diritti umani, la qualità delle condizioni di lavoro e gli strumenti con cui le imprese stesse combattono la corruzione.

I quattro pilastri dell'etica aziendale

Da oltre 10 anni Enel dispone di un solido sistema etico che è alla base della sua sostenibilità. Tale sistema è un insieme di regole dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello internazionale che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana.

Codice Etico

Il "Codice Etico", adottato nel 2002, è espressione degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, indirizzando e uniformando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza, rispetto e correttezza verso tutti gli stakeholder. Il Codice è vincolante per i comportamenti di tutti i collaboratori di Enel in tutto il perimetro del Gruppo, in considerazione delle diversità culturali, sociali ed economiche dei vari Paesi in cui l'azienda opera. Anche a tutte le imprese partecipate e ai principali fornitori e partner del Gruppo è richiesta una condotta in linea con i princípi generali in esso espressi. Tutti gli stakeholder possono segnalare ogni violazione o sospetto di violazione del Codice Etico attraverso canali dedicati.

697

Modello ex decreto legislativo n. 231/2001 - Modello 231

Il "Modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001" (che nel 2014 è stato oggetto di revisione al fine di recepire le nuove figure di reato previste dall'evoluzione della normativa) integra le regole di comportamento contenute nel Codice Etico ed è finalizzato a prevenire il rischio di commissione dei reati previsti dal decreto, tra cui i reati di corruzione pubblica e privata. I princípi riportati nel modello sono estesi alle società controllate estere del Gruppo attraverso l'adozione di specifiche linee guida.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

Il piano "Tolleranza Zero alla Corruzione - TZC" si integra con quanto espresso nel Codice Etico e nel Modello 231, rafforzando l'impegno nella lotta alla corruzione e promuovendo il recepimento delle raccomandazioni per l'attuazione dei princípi formulati in materia da Transparency International. Il piano è stato adottato nel 2006 al fine di sostanziare l'adesione di Enel al Global Compact (programma d'azione promosso dall'ONU nel 2000) e al PACI - Partnering Against Corruption Initiative (iniziativa promossa dal World Economic Forum di Davos nel 2005).

Policy on Business and Human Rights

Ai fini di dare applicazione alle linee guida delle Nazioni Unite su Business e Diritti Umani nel 2013 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato la Policy sui Diritti Umani, e successivamente ne è stata avviata l'estensione a tutte le società controllate del Gruppo. In linea con il Codice Etico, tale policy esprime gli impegni e le responsabilità nei confronti dei diritti umani, assunti dai collaboratori di Enel SpA e dalle società da essa controllate, siano essi Amministratori o dipendenti in ogni accezione di tali imprese. Con questo impegno formale, allo stesso modo, Enel si fa esplicitamente promotore del rispetto di tali diritti da parte degli appaltatori, fornitori e partner commerciali nell'ambito dei suoi rapporti d'affari.

Nell'ambito della due diligence sui Diritti Umani ha inoltre preso avvio il processo di risk assessment, finalizzato a identificare i principali rischi legati ai Diritti Umani in cui l'azienda può incorrere con le sue attività nei Paesi in cui opera e attraverso le sue relazioni con terze parti.

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

MW

	2014	2013 restated	2014-2013	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- carbone	17.048	17.277	(229)	-1,3%
- ciclo combinato (CCGT)	16.112	16.071	41	0,3%
- olio combustibile/gas	21.018	22.592	(1.574)	-7,0%
Totale	**54.178**	**55.940**	**(1.762)**	**-3,1%**
Potenza efficiente netta nucleare	**5.132**	**5.132**	-	-
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- idroelettrico	29.653	29.836	(183)	-0,6%
- eolico	5.774	5.163	611	11,8%
- geotermoelettrico	833	795	38	4,8%
- biomasse e cogenerazione	100	120	(20)	-16,7%
- altro	442	258	184	71,3%
Totale	**36.802**	**36.172**	**630**	**1,7%**
Potenza efficiente netta complessiva	**96.112**	**97.244**	**(1.132)**	**-1,2%**

Potenza efficiente netta per area geografica

MW

	2014	2013 restated	2014-2013	
Italia	**36.823**	**39.277**	**(2.454)**	**-6,2%**
Penisola iberica	23.549	23.556	(7)	-
America Latina	18.300	16.764	1.536	9,2%
Russia	9.107	9.107	-	-
Slovacchia	4.968	5.399	(431)	-8,0%
Nord America	2.083	1.683	400	23,8%
Romania	534	534	-	-
Belgio	406	406	-	-
Grecia	290	290	-	-
Francia	-	186	(186)	-
Sudafrica	10	-	10	-
Bulgaria	42	42	-	-
Potenza efficiente netta complessiva	**96.112**	**97.244**	**(1.132)**	**-1,2%**

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

GWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- carbone	81.991	81.212	779	1,0%
- ciclo combinato (CCGT)	37.395	39.478	(2.083)	-5,3%
- olio combustibile/gas	29.654	29.312	342	1,2%
Totale	**149.040**	**150.002**	**(962)**	**-0,6%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare	**39.182**	**40.516**	**(1.334)**	**-3,3%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- idroelettrico	74.315	72.671	1.644	2,3%
- eolico	14.054	12.231	1.823	14,9%
- geotermoelettrico	5.954	5.581	373	6,7%
- biomasse e cogenerazione	166	497	(331)	-66,6%
- altro	390	281	109	38,8%
Totale	**94.879**	**91.261**	**3.618**	**4,0%**
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**283.101**	**281.779**	**1.322**	**0,5%**

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

GWh

	2014	2013 restated	2014-2013	
Italia	**71.824**	**71.201**	**623**	**0,9%**
Penisola iberica	74.040	73.231	809	1,1%
America Latina	64.753	65.276	(523)	-0,8%
Russia	42.376	41.901	475	1,1%
Slovacchia	20.550	21.343	(793)	-3,7%
Nord America	6.674	5.360	1.314	24,5%
Romania	1.268	1.080	188	17,4%
Belgio	690	1.373	(683)	-49,7%
Grecia	488	566	(78)	-13,8%
Francia	347	362	(15)	-4,1%
Sudafrica	8	-	8	-
Bulgaria	83	86	(3)	-3,5%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**283.101**	**281.779**	**1.322**	**0,5%**

Altri indici di generazione

	2014	2013 restated	2014-2013	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	33,5	32,4	1,1	3,5%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	47,4	46,8	0,6	1,3%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO 14001 (incidenza % sul totale)	94,3	93,9	0,4	0,4%
Rendimento medio parco termoelettrico (%)	40,3	39,8	0,5	1,3%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (gCO_2/kWh_{eq}) (1)	395	396	(1)	-0,3%
Consumo specifico di acqua (l/kWh_{eq})	0,64	0,64	-	-

(1) Le emissioni specifiche sono calcolate considerando il totale delle emissioni da produzione termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore, rapportate al totale della produzione rinnovabile, nucleare, termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore (compreso il contributo del calore in MWh equivalenti).

Clienti per area geografica

N. medio

	2014	2013 restated	2014-2013	
Energia elettrica:				
- Italia	27.207.897	27.819.881	(611.984)	-2,2%
- America Latina	14.633.393	14.252.906	380.487	2,7%
- Penisola iberica	11.290.283	11.376.287	(86.004)	-0,8%
- Romania	2.670.892	2.663.728	7.164	0,3%
- altri Paesi	5.985	5.841	144	2,5%
Totale clienti energia elettrica	**55.808.450**	**56.118.643**	**(310.193)**	**-0,6%**
Gas naturale:				
- Italia	3.470.692	3.245.996	224.696	6,9%
- Spagna	1.205.463	1.214.038	(8.575)	-0,7%
Totale clienti gas naturale	**4.676.155**	**4.460.034**	**216.121**	**4,8%**

Indici sulla safety

N.

	2014	2013 restated	2014-2013	
Indice di frequenza infortuni Enel	**1,32**	**1,43**	**(0,11)**	**-7,8%**
Indice di gravità infortuni Enel	**0,07**	**0,07**	**-**	**-**
Infortuni gravi e mortali Enel				
Infortuni gravi [1]	1	7	(6)	-85,7%
Infortuni mortali	3	6	(3)	-50,0%
Totale	**4**	**13**	**(9)**	**-69,2%**
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici				
Infortuni gravi [1]	22	16	6	37,5%
Infortuni mortali	16	10	6	60,0%
Totale	**38**	**26**	**12**	**46,2%**

(1) Infortunio con prima prognosi, riportata sul primo certificato medico emesso, superiore a 30 giorni o con prognosi riservata, fino allo scioglimento della riserva o con prognosi non nota che, a una prima valutazione da parte della Divisione/Società interessata, venga ipotizzata superiore a 30 giorni. Allo scioglimento della riserva o alla definizione della prognosi, gli infortuni saranno considerati gravi solo se la prima prognosi risulterà superiore a 30 giorni. Qualora la riserva non venga sciolta, ovvero la prognosi resti non nota entro 30 giorni dall'evento, l'infortunio dovrà ritenersi grave.

Altri indici

N.

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ore medie di formazione *pro capite*	42,3	40,0	2,3	5,8%
Violazione accertate del Codice Etico [1]	27	36	(9)	-25,0%

(1) Nel corso del 2014 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2013 e per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2013 è stato riclassificato da 27 a 36.

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 il Gruppo ha creato ricchezza nei confronti dei seguenti stakeholder: azionisti, finanziatori, dipendenti e Stato.

Milioni di euro

	2014	2013 restated [1]
Ricavi	75.791	78.663
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(225)	(378)
Costi esterni	53.390	55.213
Valore aggiunto globale lordo continuing operations	**22.176**	**23.072**
Valore aggiunto lordo discontinued operations	**-**	**-**
Valore aggiunto globale lordo	**22.176**	**23.072**
distribuito a:		
azionisti	1.222	1.410
finanziatori	3.007	2.886
dipendenti	4.864	4.555
Stato	654	4.120
sistema impresa	12.429	10.101

(1) I dati relativi al 2013 sono stati oggetto di restatement per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11.

Verso l'innovazione sostenibile

L'innovazione è un elemento chiave della strategia e della cultura d'impresa di Enel, da sempre impegnata nell'applicazione di modelli, metodi e tecnologie all'avanguardia, con l'obiettivo di offrire un servizio eccellente ai propri clienti. Lo sforzo per l'innovazione tocca ogni elemento della catena del valore, dalla generazione convenzionale alle energie rinnovabili, dalle reti intelligenti all'efficienza energetica.

Nel 2014 il Gruppo Enel ha investito 74 milioni di euro in attività di ricerca e innovazione, ripartiti nelle diverse aree di business.

Per intercettare, sviluppare e sfruttare le migliori soluzioni disponibili, Enel ha recentemente adottato un approccio di Open Innovation, che consente di ottenere il meglio sia dalle capacità tecnologiche aziendali sia dalle opportunità provenienti dall'ecosistema dell'innovazione, coinvolgendo una pluralità di attori sia interni sia esterni all'azienda.

Sono state avviate diverse iniziative, come per esempio la piattaforma di crowdsourcing aziendale "Eidos Market", aperta al personale del Gruppo e che ha finora raccolto più di 4.000 idee, cui si affiancano le iniziative "Join the Race to the Clean Energy Future", lanciata da Enel Green Power, ed "Endesa 2244", rivolte al variegato mondo degli innovatori.

Nel 2014 Enel è stata premiata tra le migliori cinque aziende europee nella categoria "Technology Intelligence" dell'istituto tedesco Fraunhofer che ha selezionato Enel tra 207 aziende europee, premiandola per l'organizzazione, i metodi e gli strumenti che rientrano nel processo di Technology Intelligence e Innovazione.

Energie rinnovabili

Le energie rinnovabili costituiscono per Enel una delle principali leve strategiche per ridurre le emissioni di CO_2 e allo stesso tempo per rendere il proprio mix produttivo più competitivo: forte è il potenziale di crescita in termini di capacità installata e intensi sono gli sforzi per sviluppare tecnologie sempre più efficaci ed efficienti, in grado di esser impiegate in contesti geografici differenti. Per questo motivo Enel è impegnata su tutte le principali tecnologie di generazione da fonte rinnovabile e sull'identificazione di tecnologie utili allo sfruttamento di risorse ancora non impiegate, come l'energia del mare.

A ottobre 2014 Enel Green Power è stata selezionata, insieme alla società francese DCNS, dall'Organizzazione per lo sviluppo economico cilena CORFO (Corporación de fomento de la Producción) per creare un centro internazionale di eccellenza per le energie marine nel Paese (Marine Energy Research and Innovation Centre - MERIC).

Nell'ambito del solare la partnership tecnologica con Innova Solar Energy, società attiva nel settore termodinamico e solare e specializzata in sistemi a concentrazione, è arrivata alla maturità. Sono state installate con successo in Italia, Cile e Brasile, le macchine Trinum, sistemi solari termodinamici cogenerativi a concentrazione di piccola taglia.

Le competenze maturate in Enel, nel campo della geotermia, si sono concentrate nel corso del 2014 nello sviluppo di strumenti diagnostici in grado di migliorare l'affidabilità e ridurre i costi di operation e maintenance degli impianti esistenti di trattamento dei gas non condensabili (AMIS - Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato), di lavaggio del vapore prima dell'ingresso in centrale e di produzione dell'energia elettrica. Sono state inoltre svolte attività di supporto all'avviamento del primo impianto ibrido solare geotermico presso il sito di Stillwater (Nevada, USA) attraverso lo sviluppo di modelli e la valorizzazione del know-how acquisito sull'impianto Archimede.

Energy storage

L'accumulo di energia è un tema rilevante al fine di garantire la gestione, in qualità e sicurezza, delle reti elettriche con elevata presenza di generazione da rinnovabile discontinua e intermittente. È stato avviato, in Italia, il progetto "Active RES into the grid", sottoscrivendo accordi di partnership con leader internazionali per testare sui nostri impianti le loro tecnologie di accumulo elettrochimico. In particolare, si prevede l'installazione di tre sistemi di accumulo da integrare in due impianti eolici e in un impianto fotovoltaico connessi alla rete di media tensione, quest'ultima già completata nel 2014. Scopo del progetto è la verifica sperimentale di funzioni di energy management avanzato per la minimizzazione dell'intermittenza e la massimizzazione dell'utilizzo delle connessioni esistenti. Inoltre, nel corso dell'anno, è stato installato nel villaggio cileno di Ollagüe un sistema di accumulo elettrochimico integrato con un impianto di generazione off-grid ibrido fotovoltaico-eolico, con generatore diesel di backup. In questo caso il sistema sarà in grado di fornire al villaggio energia elettrica in modo continuativo, riuscendo al contempo a coprire circa l'85% del fabbisogno degli abitanti mediante produzione da risorse rinnovabili.

Smart grid e generazione distribuita

Enel è protagonista, a livello italiano, europeo e internazionale, di numerose iniziative che hanno l'obiettivo di innovare i meccanismi di distribuzione dell'energia per portare continui miglioramenti al funzionamento delle reti. Le più importanti iniziative e i principali progetti in corso riguardano le **smart grid**, reti intelligenti che coniugano l'utilizzo di tecnologie tradizionali con soluzioni digitali innovative, rendendo la gestione della rete elettrica maggiormente flessibile grazie a uno scambio di informazioni più efficace.

Una delle applicazioni più immediate delle reti intelligenti è l'integrazione in rete delle energie rinnovabili, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati dall'Unione Europea. Enel svolge a livello europeo un ruolo di condivisione di best practice e partecipa alla definizione di strategie di lungo termine per l'introduzione massiva delle tecnologie smart grid sulla rete elettrica europea.

In Italia è stata completata la realizzazione del "demonstration" previsto dal progetto Isernia-Carpinone nell'ottica di applicare soluzioni innovative per migliorare l'efficienza della rete e la qualità del servizio offerto ai clienti. Enel è, inoltre, responsabile della direzione tecnica del progetto quadriennale europeo Grid4EU, con sei diversi progetti in diverse nazioni, che ha l'obiettivo di testare su larga scala e in condizioni operative reali soluzioni avanzate di smart grid volte a incentivare l'uso e la gestione della generazione distribuita, supportare l'efficienza energetica, abilitare e integrare l'active demand e nuovi utilizzi dell'energia elettrica.

Anche in Spagna e America Latina sono in corso diversi progetti per lo sviluppo delle smart grid, tra questi il progetto ICONO per lo sviluppo di funzioni per il monitoraggio della generazione distribuita, l'automazione della rete, il miglioramento della qualità, l'efficienza, l'affidabilità e la sicurezza operativa.

Le competenze e le tecnologie innovative sviluppate dal Gruppo Enel hanno permesso di realizzare, in varie aree del mondo, il concetto di "**smart city**", coniugando in un unico modello urbano tutela dell'ambiente, efficienza energetica e sostenibilità economica.

In Italia sono in corso i primi progetti pilota a Genova, Bari, Cosenza e L'Aquila, dove Enel sta supportando le Municipalità. Enel è attiva anche sui progetti smart city finanziati a livello europeo. Nel corso del 2014 sono proseguite le attività che hanno portato alla realizzazione e allo sviluppo delle smart city di Santiago, in Cile, e di Búzios, in Brasile.

In quest'ultima, nel 2014, sono state completate le attività per l'installazione di un nuovo prototipo del sistema **TOB** (Triangle-based Omni-purpose Building), dove sarà utilizzato come front office per lo sviluppo del micro-credito per le popolazioni locali. La struttura di TOB, il cui disegno è un brevetto internazionale Enel, integra moduli fotovoltaici e sistemi di accumulo ed è in grado di fornire, a seconda della modalità di utilizzo, differenti servizi alla popolazione locale.

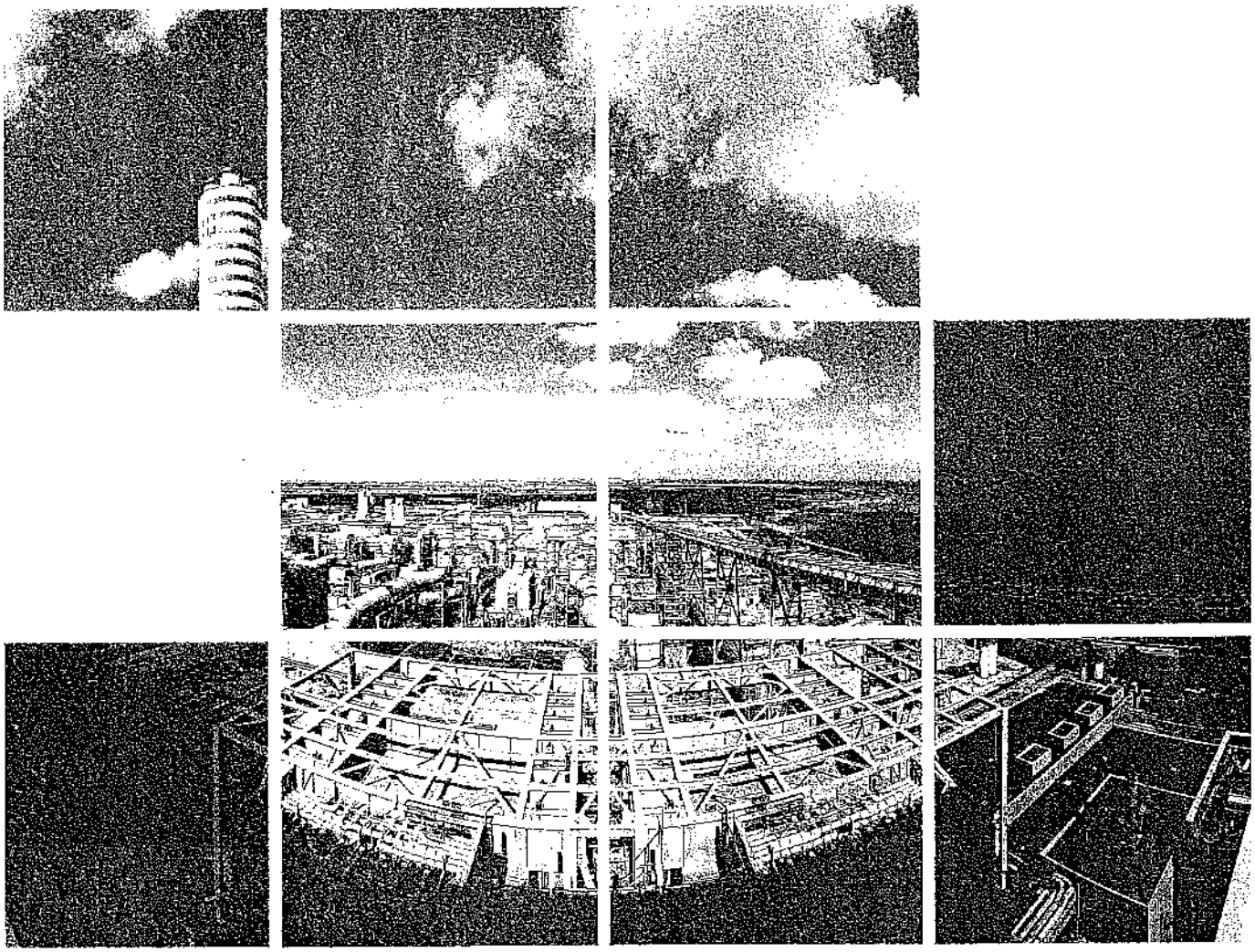
Inoltre, il Gruppo Enel è fortemente impegnato con molteplici progetti in diversi Paesi nella realizzazione di una rete di infrastrutture intelligenti per la ricarica dei veicoli elettrici, innovativa e tecnologicamente avanzata, tale da favorire la diffusione di questi veicoli, promuovendo la mobilità sostenibile. In particolare, nel 2014 in Italia si è finalizzata la soluzione per la ricarica in corrente alternata e si è realizzata la prima stazione di ricarica veloce multistandard, che integra tre smart meter e, grazie a questo, consente la ricarica simultanea di tre veicoli contemporaneamente.

Usi finali ed efficienza energetica

Per contribuire all'incremento dell'efficienza energetica e agli obiettivi europei di riduzione della CO_2 di medio-lungo termine (2030-2050), Enel sta sviluppando tecnologie innovative e nuovi servizi elettrici a disposizione del cliente per ottimizzare e razionalizzare i consumi energetici. Il cliente diventa protagonista grazie all'utilizzo di supporti elettronici che rendono trasparenti i consumi, incentivano la sua partecipazione attiva nel mercato dell'energia, promuovono un uso razionale dell'energia, con vantaggi per la sostenibilità ambientale e per l'intero sistema, che risulta più accessibile e affidabile.

In questo ambito è stato avviato nel 2012 e si è concluso nel 2014 il progetto pilota Enel "Info+ Isernia", che prevedeva il test, per la prima volta su larga scala, di Enel smart info, un dispositivo che permette ai clienti di avere a portata di mano i dati registrati dal contatore di consumo/produzione e della propria utenza, favorendo così l'acquisizione di una maggiore consapevolezza delle proprie abitudini di consumo e l'adozione di comportamenti più efficienti. Tra il 2012 e il 2014 sono stati distribuiti circa 6.000 kit ad altrettante utenze in bassa tensione della provincia di Isernia. L'esperienza ha dimostrato l'efficacia di smart info nel perseguimento dell'efficienza energetica e ha permesso di individuare nuove funzionalità e miglioramenti della soluzione tecnologica, che sono stati apportati nel corso del 2014.

Enel Energia sta sviluppando una propria soluzione per la Connected Home, in grado di analizzare i consumi. In quest



ste attività Enel si avvale di partner esperti in algoritmi di NILM per determinare il consumo dei singoli elettrodomestici dell'abitazione in maniera non invasiva. Il primo progetto per consentire il monitoraggio dei consumi domestici, il progetto "Come Consumo", ha visto nel 2014 il lancio di un test su 80 clienti elettrici al fine di verificare l'impatto dei dispositivi per il monitoraggio sulle abitudini di consumo dei clienti.

Anche in Spagna e Sud America sono in corso diversi progetti, tra cui:

- "Energrid", che riguarda lo sviluppo di prototipi di sensori a basso costo per una gestione intelligente dell'energia basata sull'analisi e il controllo, attraverso internet, della generazione e dei consumi;
- "Greenmomit", per lo sviluppo e la sperimentazione di un termostato e dispositivi satellitari intelligenti a basso costo, da integrare nella piattaforma multiservizio di Endesa, in grado di migliorare l'efficienza energetica nelle abitazioni;
- "Multi-Service Platform", con lo scopo di garantire ai clienti un facile accesso alle informazioni sui loro consumi di energia, specificando per quali utilizzi e come i consumi potrebbero essere ottimizzati, oltre che per ricevere altri servizi che possano aiutarli nella gestione quotidiana della loro casa/business.

Generazione convenzionale

Nell'ambito del miglioramento della flessibilità operativa del parco di generazione, Enel è impegnata in diversi progetti atti a garantire e migliorare costantemente le prestazioni e l'efficienza di conversione degli impianti. Al fine di perseguire questi obiettivi, nel 2014 Enel si è concentrata sulla messa a punto di tecniche low cost, per la riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e, allo stesso tempo, sullo sviluppo di tool di monitoraggio, diagnostica e controllo degli impianti termici a gas e a carbone per l'ottimizzazione dell'esercizio, la riduzione di consumi ed emissioni, l'ottimizzazione dei programmi e degli interventi di manutenzione.

Sono anche allo studio nuove soluzioni tecnologiche per aumentare l'affidabilità degli impianti in regime di funzionamento flessibile e per estendere il range di combustibili utilizzabili negli impianti di potenza esistenti.

Sul fronte contenimento delle emissioni, nel corso del 2014 sono state svolte attività di caratterizzazione delle emissioni di macro- e micro-inquinanti su sistemi di trattamento fumi ad alta efficienza con l'obiettivo di valutarne i margini di miglioramento e le prestazioni nel tempo.
Nel corso dell'ultimo anno Enel ha consolidato le proprie competenze e focalizzato le proprie attività sullo sviluppo di processi e tecnologie capaci di ridurre e ottimizzare il consumo di acqua delle centrali termoelettriche del Gruppo e sono proseguiti i progetti legati alla diagnostica e all'automazione avanzata.

Clienti

La leadership di un'azienda come Enel, che serve oltre 60 milioni di clienti luce e gas, passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente. Numerose iniziative di informatizzazione dei servizi sono state avviate in diversi Paesi (nuovi siti online, app, social network ecc).
Sono istituite, inoltre, iniziative e programmi per persone con disabilità per assicurare la comunicazione efficace di informazioni importanti per il cliente.

In Italia, nel corso del 2014, sono state implementate offerte per la vendita chiavi in mano di prodotti a elevate prestazioni ed efficienza energetica, favorendo lo sviluppo di tecnologie più efficienti, con effetti positivi anche nell'indotto e garantendo ai clienti un risparmio significativo rispetto alle tecnologie di vecchia generazione, unitamente a una riduzione in termini di impatto ambientale. In particolare, con l'offerta "Luce a Led", lanciata in maggio 2014, Enel Energia ha contribuito alla diffusione della nuova tecnologia led, incentivando la sostituzione delle lampadine in uso nelle case dei clienti e consentendo loro di ottenere un risparmio sui consumi di energia.
Nel corso del 2014 sono state intraprese varie iniziative di comunicazione finalizzate a rendere più chiare le informazioni nella fase sia di vendita sia di gestione.
Inoltre, il lancio della "bolletta zoom", una versione dinamica della bolletta web, ha consentito di illustrare ai clienti in modo più semplice e interattivo quanto presente all'interno della fattura.
L'attenzione dedicata ai temi connessi alla qualità del servizio è confermata dalle numerose rilevazioni sulla soddisfazione dei clienti del mercato elettrico (libero e di maggior tutela) e gas, sia residenziali sia business, attraverso la somministrazione, nel 2014, di oltre 90.000 interviste, condotte da società terze specializzate.
I canali di Customer Service sono, inoltre, sottoposti annualmente alle rigorose valutazioni di un ente di certificazione esterna e nel 2014 Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico hanno ottenuto la conferma della certificazione ISO 9001 senza che venisse rilevata alcuna non conformità per i Punti Enel, i Contact Center e i canali web.
È proseguito il progetto "Conformità 100%", che coinvolge un team di persone specializzate in materia di qualità commerciale e ha l'obiettivo di monitorare e accrescere la qualità delle risposte inviate ai clienti che scrivono alle nostre società di vendita presentando una lamentela o richiedendo una rettifica di fatturazione o semplicemente informazioni.
Al fine di migliorare la qualità delle risposte ai reclami nel 2014 è stato lanciato il progetto "Full Quality", che prevede una telefonata al cliente per avvisarlo che la sua richiesta è stata presa in carico, la risposta scritta e una seconda telefonata per avvisare il cliente che la risposta è stata inviata. Rilevando la soddisfazione su questi clienti si è assistito a un miglioramento della qualità percepita, mostrando quindi apprezzamento per le attenzioni ricevute.
Enel è stata, inoltre, la prima azienda nel settore energetico in Italia e in Europa ad attivare una procedura di Conciliazione Paritetica con le Associazioni dei Consumatori per la risoluzione delle controversie di natura commerciale. La procedura è totalmente gratuita e si svolge attraverso una piattaforma online, offrendo la possibilità di risolvere rapidamente in via extragiudiziale le problematiche con le società di Enel che svolgono attività di vendita in Italia: Enel Energia ed Enel Servizio Elettrico.
Al fine di offrire ai propri clienti la migliore assistenza possibile, dal 2003 Endesa, in Spagna e Portogallo, dispone di un *Plan de Excelencia en la Atención Comercial* (Piano di eccellenza nell'attenzione al cliente), finalizzato al miglioramento degli indicatori sulla soddisfazione dei clienti di anno in anno. Le attività del Piano nel 2014 si sono concentrate sul miglioramento della qualità del servizio ai clienti (telefono e di presenza), sulle modalità di gestione e sullo sviluppo di un progetto per approfondire la conoscenza dei clienti e adattarsi meglio e più rapidamente alle loro esigenze.
L'utilizzo del sito online "www.endesaonline.com" ha evidenziato tassi di crescita significativi, con un incremento di

635

circa il 30% rispetto al 2013, così come il servizio di fatturazione online.
Endesa, inoltre, ha da molti anni istituito il *Defensor del Cliente* - Ombudsman. Una figura indipendente dalla struttura della società, che fornisce ai clienti un'ulteriore via di dialogo sui servizi offerti dalla stessa, ascolta gli interlocutori interni ed esterni, suggerisce nuove vie di identificazione dei bisogni e delle aspettative dei clienti, nonché le modalità per migliorare i suoi servizi di attenzione al cliente.

In America Latina, per migliorare la qualità del servizio ai clienti e gestire le diverse esigenze, nel 2014 sono stati lanciati numerosi progetti.
In Argentina è presente il progetto *"Oficinas móviles"* (uffici mobili) che permette di raggiungere i clienti anche in zone difficoltose o dove non è presente un ufficio assistenza. È stata anche avviata la nuova centrale telefonica per la gestione delle chiamate dei clienti e sviluppato il sito online che consente di gestire le esigenze dei clienti 24 ore al giorno e per 365 giorni.
In Colombia, nel 2014, per accrescere la cultura del servizio è proseguito il programma *"A tu lado"*, che attraverso diverse modalità permette di contattare, gestire e rispondere alle domande dei clienti in diversi luoghi (nei quartieri, nei centri commerciali ecc.) e di promuovere l'uso efficiente e sicuro dell'energia.
In Cile, è proseguito lo sviluppo del programma *"Vínculo Emocional con el Cliente"* (VEC), mirato a consolidare la relazione e la vicinanza al cliente, attraverso programmi di fidelizzazione. Nel 2014, in particolare, è stato lanciato il progetto *"Chilectra Contigo"*, al fine di aumentare i canali di assistenza ai clienti, anche attraverso l'utilizzo di uffici mobili nelle zone ad alta affluenza.
In Perù, in materia di assistenza telefonica, è stato sviluppato "FONOEMPRESA", un mezzo di comunicazione rapido ed efficiente che ha permesso di gestire una media mensile di 1.000 comunicazioni telefoniche con i grandi clienti garantendo una attenzione personalizzata e veloce.
In Brasile, il progetto *"Hora del cliente"* si è posto l'obiettivo di aumentare la conoscenza e la sensibilità dei gestori delle relazioni con i clienti sulle necessità ed esigenze dei clienti stessi. Inoltre sono stati realizzati due eventi, *"Ampla Invita"* e *"Coelce Invita"*, diretti ai grandi clienti e alle pubbliche amministrazioni al fine di condividere le esperienze e rafforzare i legami.

In Romania, con l'iniziativa "Enel Kiosk", i clienti possono accedere a postazioni informatizzate pubbliche per comunicare la lettura del contatore, consultare le fatture e scaricare i moduli. È un modo per risparmiare tempo e carta, per tutelare l'ambiente, ma soprattutto per venire incontro alle esigenze di semplicità dei clienti e aumentare il loro livello di soddisfazione.
È stato lanciato "Enel Assistenza", il primo sistema di servizi a valore aggiunto sul mercato energetico rumeno che offre ai clienti residenziali la possibilità di gestire in tutta tranquillità eventuali guasti domestici, accedendo a una rete nazionale di professionisti che garantisce interventi e riparazioni 24 ore al giorno.

Società

La natura intrinseca del business elettrico, dove gli impianti di generazione e le reti di distribuzione sono costruiti per durare diversi decenni e dove il servizio fornito è fattore essenziale di sviluppo sociale ed economico, implica la costruzione di un rapporto di lungo periodo con le comunità in cui si opera. Enel può contribuire concretamente allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori con diverse tipologie di interventi, dall'ampliamento delle infrastrutture ai programmi di educazione e formazione, dalle iniziative volte all'inclusione sociale ai progetti di supporto alla vita culturale ed economica del luogo. Enel in particolare sviluppa progetti e iniziative di responsabilità sociale identificati attraverso l'analisi di materialità, accurati benchmark sui peer e recependo le macro-tendenze di sostenibilità, nonché adattandosi alle esigenze dei vari Paesi in cui opera, a seconda che siano Paesi a economia matura o emergenti.
Le aree prioritarie di sviluppo riguardano: l'accesso all'energia e l'abbattimento delle barriere all'accesso per i consumatori a più basso reddito, l'implementazione del programma di supporto all'istruzione di qualità e alla formazione per l'impiegabilità, soprattutto nei Paesi emergenti, nonché i progetti di inclusione sociale e di supporto alle filiere di sviluppo economico nelle aree nelle quali il Gruppo Enel opera.

La relazione responsabile con il territorio e le comunità

Il rafforzamento della leadership del Gruppo passa necessariamente da una partnership responsabile con le comunità locali e i territori che ospitano centrali e altre attività, dall'autorevolezza nelle relazioni con i Governi e con le Autorità dei Paesi in cui Enel opera e da una relazione stabile,

continua e integrata con i diversi stakeholder, fondata sulla fiducia e sul rispetto di valori condivisi.
Il confronto costante e il dialogo con le comunità locali sono per Enel la base della relazione con il territorio. Per mantenere uno scambio e un coinvolgimento costruttivi nella gestione dell'impatto della presenza di Enel sulle comunità locali, è anzitutto necessario che il territorio conosca le attività del Gruppo. È in questo contesto che si inseriscono tutte le iniziative volte ad avvicinare la cittadinanza al mondo dell'energia, come le pubblicazioni sui progetti, le visite agli impianti, le testimonianze nell'ambito di eventi e appuntamenti culturali e scientifici, la produzione di video, la comunicazione sui cantieri, i programmi "Natura e Territorio" per la promozione di attività sportive e ricreative, itinerari culturali e sentieri naturalistici intorno agli impianti e tutte le iniziative di divulgazione del patrimonio industriale.
Tra le tante iniziative, Enel introduce i giovani al mondo dell'energia avvicinandoli alla conoscenza delle fonti di produzione, delle centrali e del percorso che l'elettricità compie per arrivare nelle case, e li sensibilizza al risparmio energetico con l'obiettivo di creare consapevolezza e orientare le nuove generazioni verso comportamenti sostenibili. Energia, scienza, tecnologia, ambiente sono le parole chiave dell'iniziativa "PlayEnergy", il progetto ludico-educativo gratuito che Enel sviluppa da 12 anni nelle scuole di 10 Paesi, con l'obiettivo di diffondere tra i giovani una cultura energetica responsabile, partendo dalla conoscenza per arrivare alla responsabilità nelle scelte. Questo impegno si rinnova ogni anno coinvolgendo migliaia di studenti di ogni grado scolastico con materiali online e offline e iniziative sul territorio.
Tra le varie iniziative in atto, in America Latina si stanno dotando i membri di alcune comunità locali di strumenti e capacità per migliorare il loro inserimento nel mondo del lavoro (in particolare le professionalità elettriche), anche attraverso la collaborazione con le istituzioni scolastiche.

"Enabling Electricity"

Attualmente circa 1,3 miliardi di persone nel mondo non hanno accesso all'elettricità e oltre 2 miliardi di persone sono servite da infrastrutture inadeguate o non sono in grado di pagare il consumo a causa di difficoltà economiche. Con queste premesse, la lotta contro la povertà energetica rappresenta uno degli Obiettivi del Millennio delle Nazioni Unite. Impegno ribadito dall'Assemblea Generale dell'ONU che ha dichiarato il periodo 2014-2024 come il decennio del Sustainable Energy for All.
In questo scenario Enel, come membro del Global Compact LEAD delle Nazioni Unite, ha lanciato a fine 2011 il programma "Enabling Electricity", con l'obiettivo di creare un nuovo modello di business legato all'accesso all'energia, rivolto sia alle persone che vivono in zone rurali isolate sia a coloro che abitano in aree periferiche dei grandi agglomerati urbani. Il programma, a oggi, grazie ai suoi progetti in 12 Paesi, ha permesso a oltre 2,5 milioni di persone in tutto il mondo di avere accesso all'energia elettrica.

In particolare, il programma si basa su tre aree di intervento:
> progetti volti a facilitare l'accesso all'energia elettrica attraverso nuove tecnologie di generazione distribuita e infrastrutture di rete;
> progetti per rimuovere le barriere economiche all'accesso all'elettricità in territori come l'America Latina;
> progetti con le comunità locali per lo sviluppo e la condivisione di competenze in capacity building, mettendo a disposizione delle popolazioni disagiate l'esperienza del Gruppo Enel.

Grazie all'impegno internazionale dell'azienda sul tema dell'accesso all'elettricità e all'energia, nel 2014 l'Amministratore Delegato e Direttore Generale di Enel, Francesco Starace, è entrato a far parte dell'Advisory Board del Sustainable Energy for All.

Nel promuovere una sostenibilità al contempo energetica e sociale, l'innovazione è una leva imprescindibile che permette di studiare nuovi approcci di business e nuove soluzioni tecnologiche là dove il modello tradizionale si è rivelato insufficiente per venire incontro alle esigenze del territorio.

Le nostre persone

Organizzazione

Nel corso del 2014 il Gruppo Enel ha modificato la propria struttura organizzativa, adottando un modello a matrice, orientato al business e funzionale al raggiungimento dei seguenti obiettivi:
> riduzione della complessità;
> allocazione del capitale centralizzata;
> miglioramento dell'efficienza nei costi operativi e negli investimenti;
> implementazione delle migliori pratiche tra le geografie;
> responsabilità chiare e condivise tra linee di business globali e regioni.

La struttura è articolata in:

- **cinque Divisioni Globali**, responsabili in tutte le geografie del Gruppo di operare, manutenere e sviluppare gli asset, nonché di svolgere le attività di trading;
- **due Aree e due Paesi**, responsabili di gestire le relazioni con i clienti, le istituzioni e le autorità regolatorie, le vendite di elettricità e gas a livello Paese e di fornire servizi e attività di staff alle Divisioni Globali presenti nel Paese di riferimento, integrando le attività delle linee di business presenti nei Paesi;
- **due Funzioni Globali di Servizio**, responsabili della gestione integrata di tutte le attività di Gruppo relative all'ICT e agli acquisti;
- **sette Funzioni di Holding**, focalizzate sulle attività di indirizzo, coordinamento e controllo strategico dell'intero Gruppo.

Rispetto al precedente assetto organizzativo le principali novità hanno riguardato la definizione di **tre nuove Divisioni globali** (Infrastrutture e Reti Globale; Generazione Globale; Global Trading), dei **Paesi Italia** e **Iberia**, dell'**Area America Latina**, che si va ad aggiungere all'**Area Europa dell'Est** (precedentemente denominata Divisione Internazionale), nonché l'attribuzione delle responsabilità relative alle attività di Risk Control e Insurance alla Funzione di Holding Amministrazione, Finanza e Controllo.

In particolare:

la Divisione **Infrastrutture e Reti Globale** è responsabile a livello Gruppo di:

- ottimizzare l'allocazione degli investimenti massimizzando i livelli di qualità del servizio e il ritorno sugli investimenti;
- gestire le infrastrutture e le reti di distribuzione di energia elettrica massimizzando l'efficienza operativa, sfruttando sinergie e implementando tecnologie d'avanguardia, condividendo con i singoli Paesi la responsabilità sul raggiungimento degli obiettivi di EBITDA, cash flow e fatturato;
- sviluppare il portafoglio di business delle infrastrutture e delle reti di energia elettrica attraverso operazioni di merger and acquisition e la partecipazione a gare pubbliche (per es., per nuove licenze), sia in Paesi in cui Enel non è presente sia in quelli in cui è già presente.

La Divisione **Generazione Globale** è responsabile a livello Gruppo di:

- ottimizzare l'allocazione dei capex massimizzando il ritorno sull'investimento e le performance tecniche;
- gestire l'esercizio e la manutenzione della flotta di impianti di generazione in conformità con i piani di produzione, le norme e le politiche in materia di sicurezza e ambiente, massimizzando l'efficienza operativa e sfruttando le sinergie tra aree geografiche, condividendo con i Paesi e con Global Trading la responsabilità sul raggiungimento degli obiettivi di EBITDA, cash flow e fatturato;
- sviluppare il business della generazione, sia nei Paesi di presenza sia nelle nuove geografie;
- gestire le attività di ingegneria e costruzioni conseguendo gli obiettivi di qualità, costi e tempi assegnati a ogni progetto; gestire i progetti di ricerca e sviluppo volti a migliorare le prestazioni operative della flotta.

La Divisione **Global Trading** è responsabile a livello Gruppo di:

- massimizzare il margine di energia lordo nei mercati di interesse e nel rispetto dei limiti di rischio assegnati, condividendo con i Paesi e la Divisione Generazione Globale la responsabilità degli obiettivi di EBITDA;
- ottimizzare la strategia di hedging e l'esposizione al rischio commodity del portafoglio globale;
- ottimizzare la produzione tramite il dispacciamento del parco impianti di generazione, le forniture di gas e di altri combustibili (carbone, petcoke, prodotti petroliferi, biomasse) e le relative attività operative e di logistica, inclusa la gestione dei depositi;
- gestire il trading di gas, incluso LNG, e di elettricità nei mercati wholesale, nonché il trading di altre commodity energetiche, derivati energetici e prodotti energetici strutturati, e le relative attività di origination.

Con riferimento ai propri perimetri geografici, le **Aree** e i **Paesi** hanno il compito di assicurare un appropriato contesto per i business e prossimità ai clienti, condividendo con le Divisioni Globali la responsabilità su obiettivi di EBITDA, cash flow e ricavi, gestendo inoltre all'interno del proprio perimetro di competenza:

- i rapporti con istituzioni, autorità regolatorie, media e ogni altro stakeholder con impatto sugli interessi del Gruppo;
- lo sviluppo del portafoglio locale dei clienti, con la responsabilità sui relativi risultati economici;
- le attività di staff e servizi a supporto delle linee di business presenti a livello Paese, massimizzando efficienza e qualità, con responsabilità sui costi;
- l'equilibrio economico e finanziario complessivo del Paese, con responsabilità su cash flow e indebitamento.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2013 è pari a 68.961 dipendenti, di cui oltre la metà impegnata nelle società del Gruppo con sede non italiana.

L'applicazione dal 1° gennaio 2014 del principio contabile

IFRS 11 ha comportato, a livello Gruppo, il deconsolidamento di oltre 1.000 risorse.
L'organico nel corso dell'anno si è ridotto di circa 1.400 risorse, prevalentemente per effetto del saldo negativo tra assunzioni e cessazioni. Le principali variazioni hanno riguardo il perimetro Italia che ha registrato un elevato numero di cessazioni (52% delle cessazioni complessive del Gruppo) a seguito dell'applicazione dello strumento giuridico in tema di pensionamento anticipato previsto dall'art. 4 della legge n. 92/2012, in parte bilanciate dalle assunzioni (51% delle assunzioni complessive del Gruppo); di fatto tale manovra ha comportato un ricambio generazionale nelle società italiane.

Selezione, gestione e sviluppo delle persone

Nel 2014 il Gruppo Enel ha confermato il suo impegno costante nella gestione, nello sviluppo e nella motivazione delle persone, promuovendo la definizione di un modello che sostenga il cambiamento e permetta la rapida diffusione di una cultura aziendale fondata su due elementi chiave: responsabilità e merito.
Il modello organizzativo in essere favorisce l'internazionalizzazione dell'azienda, consentendo lo scambio di esperienze e la condivisione di best practice.
Enel pone molta attenzione all'eccellenza e alla necessità di contare su persone capaci di muoversi efficacemente in un ambiente globale, valorizzandone le competenze. Un elemento chiave è rappresentato dalla creazione di un bacino di risorse considerate ad alto potenziale (c.d. "Osservatorio di Potenziale") su cui investire, anche attraverso programmi integrati di sviluppo e formazione in relazione alle esperienze e alle responsabilità strategiche affidategli.

Il processo di selezione delle risorse prevede la verifica degli aspetti attitudinali/motivazionali e delle conoscenze tecnico-professionali legate alla posizione da ricoprire, attraverso l'utilizzo di diversi strumenti, che possono variare a seconda del profilo target e delle prassi localmente adottate:

> assessment center per i profili junior, che comprende prove di gruppo e test;
> colloquio attitudinale focalizzato sulle esperienze realizzate, competenze e motivazioni;
> colloquio tecnico professionale.

È prevista una prima verifica interna all'azienda e, solo in assenza di profili disponibili, l'avvio di un processo di selezione esterna. In generale sono privilegiate le candidature locali a meno di specifiche esigenze di profili internazionali; per ruoli tecnici e operativi, laddove possibile, l'azienda favorisce l'inserimento di candidati che risiedano in zone limitrofe alle sedi di lavoro.
I canali prevalentemente utilizzati per il recruiting sono il database aziendale (che raccoglie in ciascun Paese le candidature spontanee inviate all'azienda), le banche dati esterne, gli elenchi di laureati/diplomati forniti dalle università/scuole. Nell'ottica di realizzare sinergie globali nelle iniziative di employer branding, nel corso del 2014 è stata, inoltre, perfezionata la partnership con un professional network globale che, oltre a presentare il company profile, consente ai responsabili della selezione dei diversi Paesi di pubblicare offerte di lavoro e ricercare candidature di interesse.

I programmi di inserimento delle nuove risorse sono differenziati sul target di riferimento. In particolare, l'inserimento di risorse giovani mira al loro sviluppo personale e professionale, coinvolgendole in programmi di training on the job e percorsi formativi strutturati per fornire loro le competenze richieste dal ruolo professionale. Anche le iniziative di mobilità interna hanno come obiettivo la crescita professionale, favorendo lo sviluppo di competenze trasversali.

Il Gruppo Enel si è anche dotato di un modello unico per il processo di valutazione delle performance in tutti i Paesi in cui opera, attuato attraverso un calendario condiviso e un comune sistema informativo a supporto. Il processo prevede:

> la valutazione dei comportamenti all'interno del contesto organizzativo, effettuata attraverso due strumenti in relazione al target di riferimento: Valutazione 360° (per i primi livelli del modello manageriale e altre posizioni significative) e Behaviors Performance Review;
> l'identificazione e la misurazione dei risultati chiave che ogni persona deve raggiungere nel proprio lavoro quotidiano, attraverso l'utilizzo dei seguenti strumenti: Objectives Performance Review - OPR (assegnazione e valutazione degli obiettivi) e Task Management (per la popolazione senza remunerazione variabile).

I valutatori condividono e validano le valutazioni dei loro collaboratori nella fase di Calibration con l'obiettivo di migliorarne la qualità attraverso il confronto e la condivisione dei criteri utilizzati.
In parallelo alla fase di valutazione da parte del responsabile viene gestita l'autovalutazione da parte del personale, riferita ai comportamenti definiti all'interno del Modello di Leadership. Ultima fase del processo è il colloquio di feedback, ossia un

639

incontro tra Responsabile e Risorsa in cui vengono analizzate le evidenze emerse in fase di valutazione e vengono identificate azioni di sviluppo mirate per l'anno successivo.

Al fine di rispondere alle diverse esigenze di professionalizzazione delle risorse, Enel si è dotata di un sistema di formazione, articolato su più livelli che rappresentano il grado di classificazione delle tipologie di interventi di formazione:

- il **Leadership Curriculum**, l'insieme di iniziative che sostengono il miglioramento della performance e lo sviluppo delle potenzialità delle persone fin dall'ingresso in azienda, accompagnando tutti i passaggi significativi del percorso professionale;
- le **Academy tecnico-funzionali**, disegnate per rispondere all'esigenza di sviluppare le competenze tecnico-specialistiche delle diverse famiglie professionali;
- la **formazione a campagna**, che ha lo scopo di diffondere le conoscenze trasversali alla base della cultura aziendale (per es., Corporate Social Responsibility, Codice Etico, Modello 231) e delle migliori pratiche (per es., Guida sicura);
- la **formazione Divisionale**, che si propone di rispondere a esigenze specifiche legate a processi di cambiamento organizzativo e/o specialistico;
- la **formazione alla safety**, finalizzata al consolidamento della cultura della prevenzione, del benessere e della condivisione delle migliori pratiche.

Continua nel 2014 l'identificazione e diffusione delle best practice sui temi della formazione mettendo a fattor comune le iniziative più interessanti e ad alto valore aggiunto esistenti all'interno del Gruppo.

Ad aprile 2014 è stata lanciata in tutto il Gruppo una Flash Survey - Indagine di Clima e Sicurezza con l'obiettivo di misurare l'impatto dei piani di azione, nonché l'evoluzione delle principali aree di miglioramento individuate nel corso dell'ultima indagine, svolta nel 2012. È stato coinvolto un campione rappresentativo di colleghi che operano nei diversi Paesi in cui Enel è presente, selezionato utilizzando criteri statistici di rappresentatività (geografia, unità organizzativa, età, categoria professionale ecc.), a cui è stato sottoposto un questionario di circa 33 domande (23 sull'Engagement e 10 sulla Safety), in formato sia elettronico sia cartaceo, in nove lingue. La partecipazione è stata del 64% a livello di Gruppo.

Enel, consapevole che la valorizzazione delle diversità, di genere, età, cultura, disabilità, rappresenta un elemento chiave per innovare idee e processi e una leva per la creazione di valore, ha avviato il "progetto diversity". La gestione delle diversità in azienda rappresenta, infatti, una opportunità per valorizzare i colleghi nei loro talenti e nelle loro specificità. Si tratta di un'iniziativa che si aggiunge alle numerose altre che in questi anni sono state portate avanti: attività, progetti e best practice che testimoniano l'impegno della nostra azienda per la promozione e il rispetto della dignità delle persone, la tutela delle loro diversità e il rifiuto di qualsiasi forma di violenza e discriminazione.

Relazioni industriali

Enel applica la normativa del lavoro dei diversi Paesi in cui opera e le Convenzioni ILO (International Labour Organization) sui diritti dei lavoratori (libertà di associazione e contrattazione collettiva, consultazione, diritto di sciopero ecc.), promuovendo sistematicamente il dialogo tra le parti e cercando un adeguato livello di accordo e condivisione sulle strategie aziendali da parte dei dipendenti.

Le attività di relazioni industriali a livello di Gruppo continuano a essere svolte secondo il modello previsto nel Global Framework Agreement (GFA) di Enel, siglato a Roma nel 2013 con le Federazioni italiane e le Federazioni globali IndustriALL e Public Services International. L'accordo è fondato sui princípi dei diritti umani, del diritto del lavoro e dei migliori e più avanzati sistemi di relazioni industriali transnazionali dei gruppi multinazionali e delle istituzioni di riferimento a livello internazionale, tra cui l'ILO.

Nel corso dell'anno un primo incontro con i rappresentanti dei lavoratori a livello di Gruppo e con le Segreterie Nazionali è stato dedicato alla presentazione della nuova struttura organizzativa di Enel (31 luglio 2014). Inoltre, nel corso dell'anno si sono susseguiti numerosi incontri con il Comitato Ristretto sull'implementazione del nuovo modello organizzativo di Gruppo. La riunione plenaria 2014 del Global Works Council si è svolta per un mero rinvio tecnico nei giorni 21-23 gennaio 2015 e ha avuto a oggetto la nuova organizzazione, i risultati economici di Gruppo al 30 settembre 2014 e un aggiornamento sugli indici di salute e sicurezza di Gruppo.

Salute e sicurezza sul lavoro

Enel da sempre pone al centro della propria cultura aziendale e dei propri processi produttivi la tutela della salute e sicurezza e l'integrità psico-fisica delle persone, siano esse propri dipendenti o appaltatori.

Il 2014 ha rappresentato un periodo di profondo cambiamento organizzativo, che ha interessato anche l'organiz-

zazione e i principali processi di salute e sicurezza, con l'obiettivo di integrare maggiormente la safety nel business e definire un approccio unico e omogeneo che tenga allo stesso tempo conto delle specificità locali.
Le società operative del Gruppo Enel sono dotate di Sistemi certificati di Gestione della salute e sicurezza, conformi allo standard OHSAS 18001:2007 e verificati annualmente da Organismi Accreditati Esterni, che prevedono la periodica valutazione e il controllo dei rischi ai quali risulta esposto non solo il personale dipendente, ma anche il personale delle imprese appaltatrici e le comunità.

Andamento infortunistico

Nel 2014 gli indici di frequenza e di gravità degli infortuni Enel si sono attestati rispettivamente a 1,32 e 0,07 e l'indice di frequenza operativo ha mostrato una riduzione del 3%. Quest'ultimo 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).
Nel 2014 si sono verificati tre infortuni mortali che hanno coinvolto personale Enel e 16 infortuni mortali che hanno interessato dipendenti di imprese appaltatrici.
Per ciascuno degli incidenti gravi e mortali del 2014 è stato, in linea con le procedure vigenti, individuato un gruppo di esperti con il compito di approfondire le cause, la dinamica e le circostanze e di individuare le azioni adottabili per evitare il ripetersi di situazioni analoghe. A valle delle analisi sono state definite azioni di miglioramento mirate, la maggior parte delle quali è stata già realizzata.
È proseguita l'attività del gruppo di lavoro interfunzionale volto a promuovere la condivisione di esperienze sugli infortuni e metodi di lavoro, con un'attenzione particolare alle attività di manutenzione in ciminiera.
Inoltre, nel 2014 Enel ed Endesa sono state riconfermate tra le migliori società per la categoria Occupational H&S del Dow Jones Sustainability Index relativamente al settore delle utility elettriche.

Il progetto "One Safety"

Lanciato nel 2012, il progetto "One Safety" continua a rappresentare uno dei principali strumenti per la promozione e il miglioramento della cultura della sicurezza in Enel, grazie alle sue direttrici di azione, quella di potenziamento della leadership per la sicurezza (Area leadership) e quella di promozione di comportamenti sicuri e responsabili (Area comportamenti), che vedono protagonisti tutti i colleghi Enel e coinvolgono le imprese appaltatrici.

Area leadership

Il programma sulla leadership è iniziato nel 2012 nell'ambito del "GOAL Managerial Training Program", che ha coinvolto più di 1.000 manager a livello Globale in 32 sessioni formative. La formazione è stata, quindi, indirizzata a 200 internal trainer, che hanno dato l'avvio nel 2013 a un processo di formazione "a cascata", finalizzato nel corso del 2014 e incentrato sull'analisi del film Enel *"The heart of the matter"*. Sono stati coinvolti complessivamente 6.500 colleghi in 370 sessioni formative in tutte le Country del Gruppo, tra edizioni per internal trainer ed edizioni a cascata.
A tale programma si affiancano le "safety walks" , ovvero le visite sui siti Enel effettuate dai responsabili funzionali e organizzativi per dimostrare la loro attenzione e il loro impegno e promuovere in prima persona la cultura della sicurezza, verificando l'adozione di comportamenti responsabili e sicuri, nonché lo stato delle attrezzature e degli impianti. Nel 2014 ne sono state realizzate più di 3.000 in tutto il Gruppo.

Area comportamenti

A quasi tre anni dal lancio globale, il "One Safety" si è trasformato da progetto a processo sistematico di osservazione dei comportamenti, sempre più radicato in azienda. Dal 2012 sono stati osservati più di 10 milioni di comportamenti nei quasi 1.000 siti individuati in tutto il mondo Enel. "One Safety" è stato, inoltre, attivato in 25 sedi civili condivise, con una specifica declinazione per le aree uffici.
Nel 2014 sono stati realizzati tre workshop in Italia, Russia e Spagna al fine di definire le misure di miglioramento da mettere in campo, sulla base dell'esperienza condotta, per garantire il mantenimento e l'efficacia del processo. Da questi incontri sono derivate le linee guida per la declinazione del progetto in funzione delle esigenze locali, l'introduzione di nuovi strumenti di prevenzione degli errori umani e un focus maggiore sulla qualità delle osservazioni.

Sicurezza nei processi di appalto

In materia di sicurezza, Enel non fa distinzione tra personale proprio e imprese appaltatrici, e anche nel 2014 conferma il suo impegno nella promozione e tutela della sicurez-

611

za dei lavoratori delle imprese appaltatrici.
Le imprese che vogliono lavorare per Enel devono dimostrare di possedere requisiti stringenti in materia di sicurezza, che vengono periodicamente verificati. Sia il sistema di qualificazione sia il vendor rating degli appaltatori sono ormai due processi consolidati.
Nell'ambito delle condizioni generali di contrattazione del Gruppo sono previste specifiche clausole in materia di salute e sicurezza, anche con riferimento ai requisiti minimi di sicurezza che devono possedere eventuali subappaltatori impiegati.
Dopo una prima fase pilota, nel 2014 la partecipazione al progetto **"One Safety Contractors"** è stata estesa agli appaltatori di tutto il Gruppo. Sono già oltre 240 le imprese che nel 2014 hanno aderito al progetto ed effettuato osservazioni dei comportamenti sul proprio personale. Molte di esse hanno anche definito piani di miglioramento e ricevuto benefici, come la riduzione della cauzione contrattuale, l'incremento del punteggio safety nell'ambito del sistema di vendor rating e la possibilità di adottare un logo Enel predisposto per il progetto.
In tutto il Gruppo gli appaltatori sono stati coinvolti in attività formative e informative e periodicamente sono stati organizzati i **"Contractors Safety Day"**, specifici workshop dedicati agli appaltatori per condividere informazioni sul trend infortunistico e promuovere le principali iniziative messe in campo per il miglioramento continuo.
Parallelamente alle attività finalizzate a incrementare la sensibilità del personale delle imprese in materia di salute e sicurezza, Enel prosegue le attività di ispezione e controlli in campo dei lavori affidati tramite appalto alle imprese. Nel 2014 è stata potenziata l'attività di controllo in materia di sicurezza, effettuando oltre 260.000 controlli in tutto il Gruppo, con un aumento del 24% rispetto all'anno scorso.

Sicurezza delle comunità e dei terzi

Tutti gli impianti di produzione e distribuzione di energia elettrica e gas presenti sul territorio sono costruiti nel rispetto delle prescrizioni di legge e delle norme di buona tecnica con l'obiettivo di eliminare/ridurre al minimo i rischi per le comunità potenzialmente derivanti da tali infrastrutture. Periodicamente vengono aggiornate sia la valutazione dei rischi lavorativi legati ai processi produttivi aziendali, sia le conseguenti misure di prevenzione e protezione definite per il controllo dei rischi, garantendo la salute e sicurezza dei lavoratori, nel rispetto e nella tutela dei terzi e di tutte le comunità presenti nel territorio ove opera l'azienda.

Sicurezza strutturale e innovazione tecnologica

Nel 2014 è proseguita la sperimentazione di alcuni progetti di innovazione sulla sicurezza, come: il progetto "ZAP - Zero Accidents Project", volto a migliorare i processi di gestione della sicurezza nei grandi cantieri; il progetto "Active Safety at Work", con l'obiettivo di favorire l'utilizzo e il controllo dei Dispositivi di Protezione Individuale durante le attività della distribuzione; il progetto "BOA", finalizzato a supportare le attività di gestione delle interferenze durante le attività di manutenzione degli impianti di produzione.
Già da alcuni anni, inoltre, è stato implementato un piano di miglioramento degli standard infrastrutturali del parco auto aziendale, che ha visto l'adozione di nuovi sistemi e dispositivi a supporto della sicurezza, gradualmente implementati su tutti i nuovi mezzi della flotta aziendale.

Sviluppo della cultura della sicurezza: comunicazione e formazione

Al fine di rimarcare l'importanza strategica dei temi di salute e sicurezza sul lavoro, quale valore sociale e guida nelle attività di business, Enel ha definito diverse campagne di comunicazione e attività formative. A novembre è stato lanciato il "Focus on Health and Safety", un momento di riflessione e approfondimento che anticipa l'organizzazione dell'"International Health and Safety Week", prevista nel primo semestre 2015. Durante il "Focus on Health and Safety" sono state realizzate più di 700 iniziative in tutti i Paesi in cui l'azienda è presente, tra cui "Cleaning Days" in Spagna, workshop sul "One Safety" in Slovacchia, corsi di primo soccorso in Romania e Costa Rica e sull'uso dei defibrillatori in Italia, safety walk in Perù e Argentina, un quiz sulla sicurezza in Grecia, simulazioni sulla gestione delle emergenze in Russia e incontri con le imprese appaltatrici e seminari sulla salute in molti altri Paesi del Gruppo.
Nel 2014 è stato erogato quasi 1 milione di ore di formazione, informazione e addestramento sulla sicurezza, relativamente sia alle competenze hard sia a quelle soft, con l'obiettivo non solo di adempiere agli obblighi di legge, ma anche di accrescere conoscenze e competenze specifiche dei lavoratori in tutto il Gruppo.
Per accrescere la percezione del rischio negli uffici è partito nel corso dell'anno in Italia il pilota del progetto "Involve yourself in Safety", basato sull'esperienza del progetto "Sei mesi in Safety" e rivolto ai giovani colleghi impiegati nelle

aree di staff, con l'obiettivo di sensibilizzare sulle tematiche che riguardano la salute e sicurezza sul lavoro, creando una maggiore sinergia tra la propria attività lavorativa e i diversi aspetti che riguardano la safety. Nel 2015 proseguirà l'implementazione a livello di Gruppo.

Salute

Il Gruppo Enel è costantemente impegnato nell'assicurare un ambiente di lavoro sicuro e salubre e nel contribuire alla costruzione di una cultura della prevenzione, promuovendo la salute sul lavoro come componente imprescindibile per il miglioramento della vita lavorativa e della produttività.
Il **Piano Globale sulla Salute** lanciato nel 2013 ha visto il suo consolidamento nel 2014 con l'emissione di due documenti:

- la ***Health Policy***, che si applica in tutto il Gruppo ed è volta a definire i princípi basilari della cultura della salute e del benessere sul lavoro;
- la ***Policy sulla Prevenzione dello stress e promozione del Benessere Organizzativo***, che promuove il benessere sul luogo di lavoro e le buone prassi per aumentare la consapevolezza e prevenire l'insorgenza dei fattori di stress.

Nell'ambito del Piano Salute, relativamente al tema delle malattie cardiovascolari, è stato avviato nel 2014 il **programma per l'installazione e l'utilizzo dei defibrillatori**, che ha interessato le sedi più popolose del Gruppo nel mondo.
Il Gruppo Enel ha partecipato infine al progetto **"Safe Work Without Alcohol and Drugs"** dell'International Labour Organization (ILO), un'iniziativa promossa e finanziata dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri finalizzata a sviluppare piani aziendali per la prevenzione del consumo di droghe e alcol sul lavoro.

Strategia climatica e ambiente

La gestione delle tematiche ambientali, la lotta ai cambiamenti climatici e lo sviluppo ambientale sostenibile sono fattori strategici nell'esercizio e nello sviluppo delle attività e determinanti per consolidare la leadership nei mercati dell'energia. Enel riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico e ha avviato da anni interventi per ridurre le emissioni di gas serra in tutti i Paesi nei quali opera, sia attraverso il rispetto degli obblighi previsti dalla Direttiva ETS, sia attuando una strategia di lungo termine.
In tale ambito Enel si è attivata fin dal 2009 sottoscrivendo 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. Inoltre, durante il 2014 Enel ha aderito a due piattaforme di impegno globale, la "Caring for Climate Initiative" (adottando i "Business Leadership Criteria on Carbon Pricing") e il "Put a Price on Carbon Statement". Le due iniziative, lanciate rispettivamente dalle Nazioni Unite e dalla Banca Mondiale, impegnano le imprese a dimostrare la propria leadership nell'affrontare il cambiamento climatico attraverso azioni di supporto a un prezzo per le emissioni di carbonio e l'adozione dello stesso nelle proprie scelte di investimento.

Oggi oltre il 47% della generazione Enel proviene da fonti a zero emissioni. Oltre 800 MW di nuova capacità da fonte rinnovabile sono stati installati nel 2014 da Enel Green Power, confermando il nostro impegno verso lo sviluppo della generazione carbon free, che proseguirà nei prossimi anni.
Oggi Enel può contare in tutto il mondo su impianti alimentati da fonti rinnovabili per circa 36.800 MW di potenza efficiente netta, che costituiscono il 38,3% della potenza complessiva del parco di generazione di energia elettrica del Gruppo.

Rispetto al 1990, anno di riferimento base del Protocollo di Kyoto, le emissioni specifiche di CO_2 del Gruppo Enel sono diminuite di oltre il 36%, grazie, anche nel 2014, a una maggiore produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (+4%) dovuta alla crescita della capacità installata e a un buon livello di idraulicità. Tale risultato è in linea con l'obiettivo fissato per il 2020, pari a 395 g/kWh. Inoltre, rispetto alle emissioni specifiche del 2007, l'anno precedente al primo commitment period previsto dal Protocollo di Kyoto, si è registrata una riduzione delle emissioni del 15%.

Da alcuni anni Enel è anche attiva nel settore del mercato volontario delle riduzioni di emissione, diretto a soggetti (società, istituzioni, clienti finali ecc.) che intendono monitorare o neutralizzare la propria carbon footprint, ossia l'impatto in termini emissivi delle proprie attività (eventi, pubblicazioni, prodotti e servizi, sia interni sia esterni). Tutte le iniziative sono associate al marchio "CO_2 NEUTRAL" registrato da Enel nel 2011.
Parallelamente alle politiche di mitigazione il Gruppo Enel sta lavorando anche sul tema dell'adattamento al cambiamento climatico. Eventi meteorologici estremi possono avere infatti impatti rilevanti sul livello e sulla qualità del servizio di generazione, di distribuzione e di fornitura dell'energia elettrica, sia nel breve sia nel lungo periodo. Per questo motivo Enel, attraverso Endesa, ha avviato un progetto pilota

603

in Spagna per determinare, nell'arco di 100 anni, la vulnerabilità al cambiamento climatico di tre centrali idroelettriche lungo il bacino del Guadalquivir.
Enel si è inoltre posta il raggiungimento entro il 2020 di ulteriori obiettivi che riguardano alcuni degli aspetti ambientali più rilevanti delle attività del Gruppo: -10% di emissioni specifiche totali di anidride solforosa (SO_2), -10% di emissioni specifiche totali di ossidi di azoto (NO_x); -50% di emissioni specifiche totali di polveri; -10% di consumo specifico di acqua totale, il tutto rispetto ai dati consuntivati nel 2010.

Un altro elemento chiave della politica ambientale è la progressiva applicazione a tutte le attività svolte dal Gruppo Enel dei Sistemi di Gestione Ambientale (SGA), riconosciuti a livello internazionale. Attualmente i sistemi certificati ISO 14001 coprono oltre il 94% della potenza efficiente netta; la restante quota percentuale è attribuibile alla capacità netta degli impianti entrati nel programma delle dismissioni a medio-lungo termine.

Oltre ai sistemi di gestione ambientale, al fine di identificare le opportunità di miglioramento e gli ambiti di azione prioritari viene utilizzata la metodologia MAPEC (Mapping of Environmental Compliance), che consente di mappare le principali aree di sviluppo della governance ambientale.

Sul fronte nucleare, inoltre, Enel si impegna pubblicamente a garantire che nei propri impianti 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 in materia di sicurezza nucleare, approvata nel 2010 e pubblicata nel sito istituzionale (http://www.enel.com/it-IT/sustainability/our_responsibility/enel_nuclear/), 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.

Gestione responsabile della risorsa idrica

L'acqua è un elemento essenziale per la produzione di elettricità ed Enel è consapevole che la disponibilità futura di questa risorsa è considerata a rischio dagli scenari energetici a causa dell'interazione di fattori come l'aumento della popolazione mondiale, l'espansione economica dei Paesi emergenti e i cambiamenti climatici.

Enel è tradizionalmente impegnata nell'efficientamento della gestione delle acque che impiega ed effettua un costante monitoraggio di tutti i siti di produzione che si trovano in zone a rischio di scarsità idrica, attraverso i seguenti livelli di analisi:
> mappatura dei siti di produzione ricadenti in aree con potenziali situazioni di water scarcity, in cui il valore medio delle risorse idriche rinnovabili per persona risulta essere inferiore al riferimento fissato dalla FAO e individuate anche attraverso l'uso del software specifico 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 e vegetativi di ciascun sito.

Enel restituisce globalmente circa il 99% dell'acqua prelevata e solamente circa il 5% del totale della produzione del Gruppo utilizza e/o consuma acqua dolce in zone water stressed.
Nel 2014 il consumo complessivo di acqua è stato pari a 185,9 milioni di metri cubi, inferiore rispetto al 2013 a seguito della diminuzione della produzione termoelettrica e nucleare. Il consumo specifico del 2014 è stato pari a 0,64 l/kWh, in linea con i valori del 2013, confermando l'impegno di Enel di ridurre tali consumi del 10% al 2020 rispetto al dato del 2010.

Tutela della biodiversità

La tutela della biodiversità è un obiettivo strategico della politica ambientale di Enel.
Il Gruppo promuove progetti in tutto il mondo, al fine di sostenere la salvaguardia degli ecosistemi e degli habitat naturali dei diversi territori in cui è presente, sia come operatore industriale sia come protagonista attivo della vita sociale.
Nel 2014 è proseguita l'attività di mappatura e aggiornamento delle iniziative di tutela della biodiversità a livello di Gruppo, che costituisce parte integrante del "Piano di Gruppo per la Biodiversità".
I progetti riguardano le aree circostanti gli impianti di produzione e altre installazioni e consistono in interventi di varia natura: monitoraggi, progetti di tutela, ricerca e miglioramento, interventi compensativi o correttivi e studi di natura socio-ambientale.
Enel pianifica le attività che possono interferire con gli ecosistemi ispirandosi al principio della "mitigation hierarchy" che stabilisce una scala di priorità nella selezione degli interventi:
> evitare o prevenire il potenziale impatto negativo;

> ridurre gli effetti;
> applicare tecniche di mitigazione;
> compensare l'impatto residuale.

Per ogni istallazione è prevista l'analisi della prossimità con le aree protette, dei valori della conservazione e della presenza di ecosistemi pregiati, biotopi e specie animali o vegetali in pericolo o a rischio di estinzione secondo classificazioni internazionali come la "Red List" dell'International Union for Conservation of Nature (IUCN).

Nell'esercizio degli impianti, in molte località, in accordo con le istituzioni locali vengono attuate da soggetti terzi indipendenti campagne di biomonitoraggio terrestre, fluviale e marino con lo scopo di verificare l'influenza sulla biodiversità delle attività svolte e l'adeguatezza delle misure compensative o migliorative eventualmente intraprese.

Gestione dei fornitori

Enel, nella conduzione degli affari e nella gestione dei rapporti con i propri fornitori, si riferisce ai princípi contenuti nel Codice Etico, nel Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", nel Modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001 e nella Policy sui Diritti Umani.

Il Gruppo fornisce un'informativa precisa sui princípi e le norme interne che disciplinano l'operato aziendale e prevede che i propri fornitori si ispirino agli stessi valori nella gestione delle attività e dei rapporti con i propri interlocutori.

Enel affida i contratti di appalto di lavori, servizi e forniture nel rispetto della legislazione vigente e dei princípi di economicità, correttezza, concorrenza, e pubblicità, utilizzando procedure di approvvigionamento che assicurano alle imprese partecipanti massima trasparenza, obiettività e parità di trattamento. Inoltre, criteri di sostenibilità specifici sono previsti nell'ambito delle procedure di qualificazione, delle scelte di approvvigionamento, delle clausole contrattuali e delle modalità di verifica dell'operato dei fornitori.

Requisiti importanti nel processo di qualificazione sono la tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e il rispetto dell'ambiente. In particolare, per tutti i gruppi merceologici dei lavori da affidare in appalto, i fornitori sono valutati in relazione all'Indice di Sicurezza, che considera la struttura organizzativa del fornitore destinata al rispetto delle relative norme e alla sorveglianza (anche certificazione OHSAS 18001, la cui obbligatorietà è in corso di estensione a tutte le imprese appaltatrici, anche quelle di dimensioni ridotte). Per le categorie merceologiche a impatto ambientale, inoltre, è richiesta l'attuazione di un sistema di gestione ambientale conforme alla ISO 14001. Tale requisito è in corso di estensione a tutti i comparti in cui sono presenti potenziali criticità legate a tale tematica.

Alla procedura di qualificazione fa da completamento il sistema di vendor rating, implementato in tutte le realtà Enel sia in Italia sia all'estero e volto a effettuare un monitoraggio delle performance di fornitori e appaltatori sia rispetto alla correttezza dei comportamenti tenuti in sede di gara/offerta, sia sulla sicurezza, qualità e puntualità delle prestazioni durante la loro esecuzione. Attraverso il vendor rating, in particolare, è monitorato il rispetto dell'ambiente, degli standard di sicurezza e delle norme sui diritti umani.

Enel prevede, nei contratti di appalto di lavori, servizi e forniture ovunque stipulati, clausole contrattuali specifiche in cui richiede a tutti i propri fornitori/partner l'aderenza ai princípi contenuti nel Codice Etico, nel Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione", nel Modello 231 e nella Policy sui Diritti Umani.

Dette Condizioni Generali di Contratto si compongono di una Parte Generale, applicabile trasversalmente in tutti i Paesi, cui si aggiungono una serie di Annex Paese, contenenti le clausole specifiche applicabili in ciascun singolo Paese di riferimento. Attualmente gli Annex utilizzati sono nove (Annex Italia, Spagna, Portogallo, Cile, Perù, Colombia, Brasile, Romania, Slovacchia) e ulteriori sette entreranno a far parte della prossima edizione del documento (Annex Russia, Argentina, Guatemala, Panama, El Salvador, Messico, Costa Rica).

Con dette clausole contrattuali, Enel richiede, tra le altre, ai suoi appaltatori e subappaltatori il rispetto degli obblighi etico-sociali, nonché degli obblighi in tema di tutela del lavoro minorile e delle donne, di parità di trattamento, di divieto di discriminazione, abusi e molestie, di libertà sindacale, di associazione e di rappresentanza, di lavoro forzato, di sicurezza e tutela ambientale, di condizioni igienico-sanitarie e altresì condizioni normative, retributive, contributive, assicurative e fiscali. Allo scopo di garantire il rispetto dei suddetti obblighi, Enel si riserva la facoltà di effettuare attività di controllo e di monitoraggio e di risolvere il contratto in caso di accertate violazioni.

Infine, Enel ha istituito un unico punto di registrazione globale per il fornitore e per tutte le società del Gruppo Enel, una sola interfaccia per tutto il mondo del global procurement (PortalOne). Attraverso un processo di registrazione semplice e veloce, ciascun fornitore in tutto il mondo potrà gestire completamente il suo rapporto con qualsiasi società del Gruppo Enel, rispondere agli inviti a gara, gestire il proprio processo di qualificazione, visualizzare i propri risultati di vendor rating ecc.

Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
GME - Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti
GSE - Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura
Gruppo Eni	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale. Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

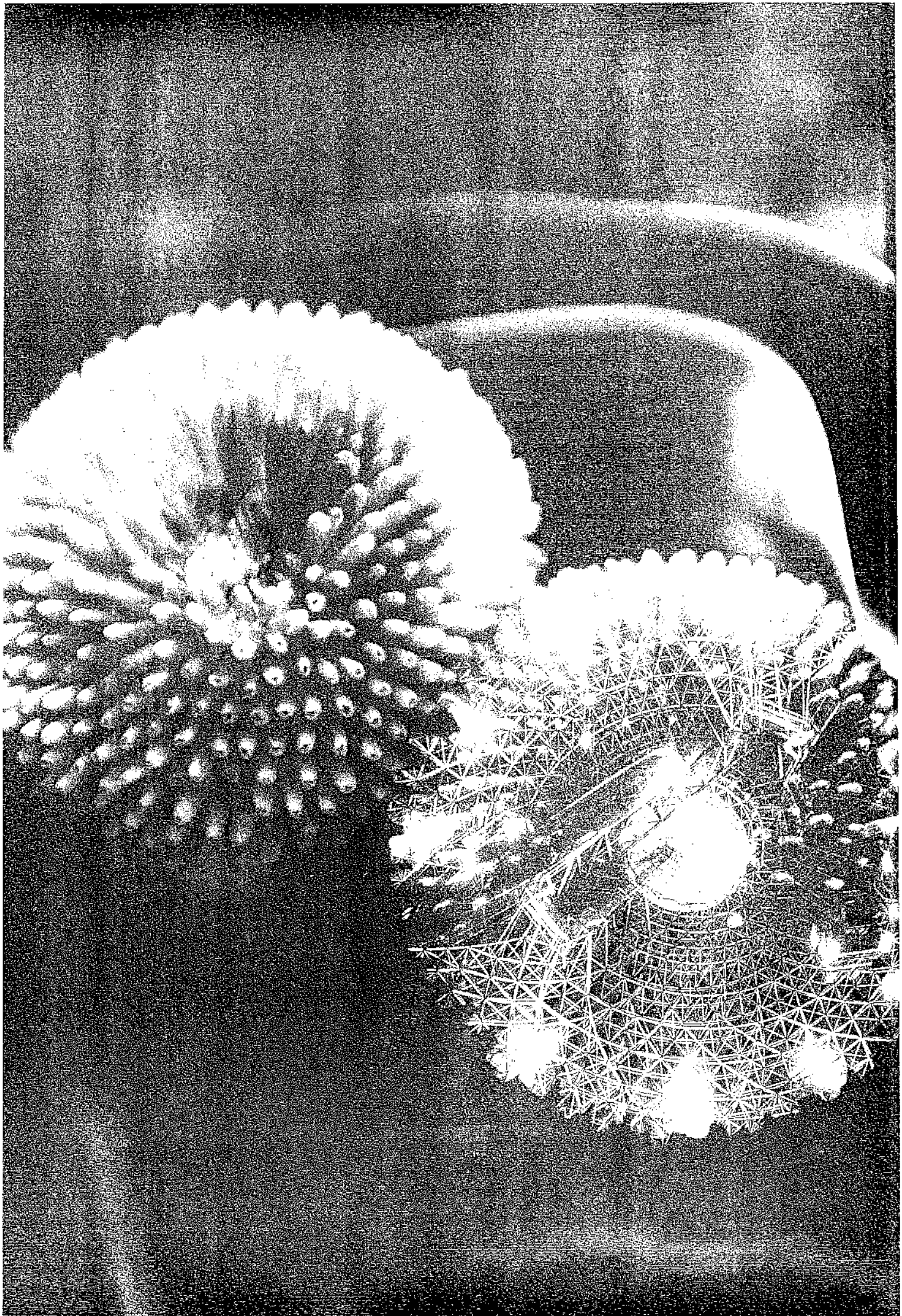
Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella Nota 47 del Bilancio consolidato.

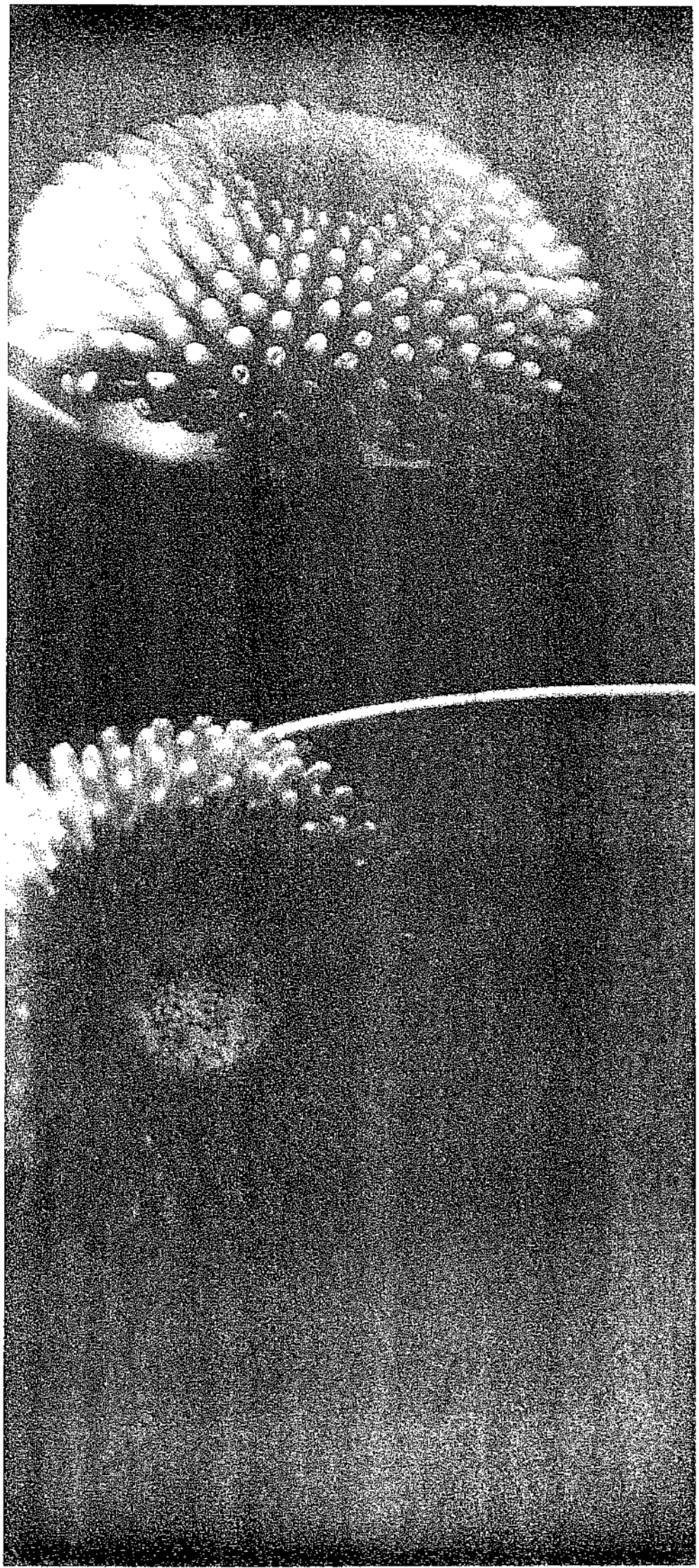
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati

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 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
Valori civilistici di Enel SpA	**558**	**25.136**	**1.372**	**25.867**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	(3.211)	(82.169)	7	(77.828)
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	20.710	79.257	6.149	74.861
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(890)	9.294	(745)	12.235
Dividendi infragruppo	(15.715)	-	(3.540)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(935)	(12)	(8)	806
TOTALE GRUPPO	**517**	**31.506**	**3.235**	**35.941**
INTERESSENZE DI TERZI	**255**	**19.639**	**1.545**	**16.891**
BILANCIO CONSOLIDATO	**772**	**51.145**	**4.780**	**52.832**

647





Bilancio consolidato

649

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2014	di cui con parti correlate	2013 restated [1]	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.a	73.328	*5.751*	75.427	*8.736*
Altri ricavi e proventi	7.b	2.463	*367*	3.236	*404*
	[Subtotale]	**75.791**		**78.663**	
Costi					
Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	8.a	36.928	*7.595*	38.954	*10.367*
Costi per servizi e altri materiali	8.b	17.179	*2.440*	16.698	*2.561*
Costo del personale	8.c	4.864		4.555	
Ammortamenti e perdite di valore	8.d	12.670		6.951	
Altri costi operativi	8.e	2.362	*53*	2.821	*24*
Costi per lavori interni capitalizzati	8.f	(1.524)		(1.434)	
	[Subtotale]	**72.479**		**68.545**	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	9	**(225)**	*46*	**(378)**	*78*
Risultato operativo		**3.087**		**9.740**	
Proventi finanziari da contratti derivati	10	2.078		756	
Altri proventi finanziari	11	1.248	*23*	1.693	*37*
Oneri finanziari da contratti derivati	10	916		1.210	
Altri oneri finanziari	11	5.540	*28*	4.043	*33*
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(35)		217	
Risultato prima delle imposte		**(78)**		**7.153**	
Imposte	13	(850)		2.373	
Risultato delle continuing operations		**772**		**4.780**	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**772**		**4.780**	
Quota di interessenza del Gruppo		517		3.235	
Quota di interessenza di terzi		255		1.545	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	*14*	*0,05*		*0,34*	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	*14*	*0,05*		*0,34*	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	*14*	*0,05*		*0,34*	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	*14*	*0,05*		*0,34*	

(1) Il Conto economico consolidato 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti dell'applicazione, con efficacia retroattiva, del nuovo principio contabile IFRS 11. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4. Si precisa, inoltre, che il Conto economico consolidato è stato modificato al fine di migliorare la presentazione dei dati contabili afferenti al costo per gli acquisti di materie prime ed energia e gli impatti economici dei contratti derivati. Ciò ha reso necessario effettuare delle riclassifiche con riferimento ai dati dell'esercizio 2013, ai fini di una migliore comparabilità dei dati.

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2014	2013 restated (1)
Risultato netto dell'esercizio		**772**	**4.780**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(347)	(190)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(13)	(18)
Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita		(23)	(105)
Variazione della riserva di traduzione		(717)	(3.192)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici definiti		(307)	(188)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	31	**(1.407)**	**(3.693)**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		**(635)**	**1.087**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		(205)	1.514
- di terzi		(430)	(427)

(1) Il Conto economico consolidato 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti dell'applicazione, con efficacia retroattiva, del nuovo principio contabile IFRS 11. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note						
ATTIVITÀ		**al 31.12.2014**		al 31.12.2013 restated [1]		al 01.01.2013 restated	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	15	73.089		80.263		82.189	
Investimenti immobiliari	16	143		181		197	
Attività immateriali	17	16.612		18.055		19.950	
Avviamento	18	14.027		14.967		15.809	
Attività per imposte anticipate	19	7.067		6.186		6.767	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	20	872		1.372		1.951	
Derivati	21	1.335		444		953	
Altre attività finanziarie non correnti	22	3.645		5.970	*4*	4.588	*74*
Altre attività non correnti	23	885		817	*15*	781	*55*
	[Totale]	**117.675**		**128.255**		**133.185**	
Attività correnti							
Rimanenze	24	3.334		3.555		3.290	
Crediti commerciali	25	12.022	*1.220*	11.378	*1.278*	11.555	*904*
Crediti tributari	26	1.547		1.709		1.603	
Derivati	21	5.500		2.690		2.224	
Altre attività finanziarie correnti	27	3.984		5.607	*2*	7.650	*37*
Altre attività correnti	28	2.706	*142*	2.557	*161*	2.281	*70*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	29	13.088		7.873		9.726	
	[Totale]	**42.181**		**35.369**		**38.329**	
Attività possedute per la vendita	30	**6.778**		**241**		**317**	
TOTALE ATTIVITÀ		**166.634**		**163.865**		**171.831**	

(1) Il prospetto dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti dell'applicazione, con efficacia retroattiva, del nuovo principio contabile IFRS 11, dell'Introduzione di modifiche allo IAS 32, nonché della chiusura del processo di allocazione del prezzo di acquisizione relativo a talune business combination effettuate dalla Divisione Energie Rinnovabili nel corso del 2013. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4. Si precisa, inoltre, che il prospetto dello Stato patrimoniale è stato modificato al fine di migliorare la presentazione dei dati contabili afferenti ai crediti e ai debiti per lavori in corso su ordinazione e gli impatti patrimoniali dei contratti derivati. Ciò ha reso necessario effettuare delle riclassifiche con riferimento al 31 dicembre 2013, ai fini di una migliore comparabilità dei dati.

652

Milioni di euro	Note						
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2014**		al 31.12.2013 restated [1]		al 01.01.2013 restated	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo							
Capitale sociale		9.403		9.403		9.403	
Altre riserve		3.362		7.084		8.747	
Utili e perdite accumulati		18.741		19.454		17.625	
	[Totale]	**31.506**		**35.941**		**35.775**	
Interessenze di terzi		**19.639**		**16.891**		**16.303**	
Totale patrimonio netto	31	**51.145**		**52.832**		**52.078**	
Passività non correnti							
Finanziamenti a lungo termine	32	48.655		50.905		55.733	
TFR e altri benefici ai dipendenti	33	3.687		3.677		4.521	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	34	4.051		6.504		7.256	
Passività per imposte differite	19	9.220		10.795		11.658	
Derivati	21	2.441	*24*	2.216		2.487	
Altre passività non correnti	35	1.464	*2*	1.259	*2*	1.143	*2*
	[Totale]	**69.518**		**75.356**		**82.798**	
Passività correnti							
Finanziamenti a breve termine	32	3.252		2.484		3.968	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	32	5.125		4.658		4.023	
Fondi rischi e oneri quota corrente	34	1.187		1.467		1.291	
Debiti commerciali	36	13.419	*3.159*	12.363	*3.708*	13.089	*3.551*
Debiti per imposte sul reddito		253		286		354	
Derivati	21	5.441		2.940		2.534	
Altre passività finanziarie correnti	37	1.177		1.100	*4*	1.105	*1*
Altre passività correnti	39	10.827	*3*	10.359	*24*	10.584	*39*
	[Totale]	**40.681**		**35.657**		**36.948**	
Passività possedute per la vendita	30	**5.290**		**20**		**7**	
Totale passività		**115.489**		**111.033**		**119.753**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**166.634**		**163.865**		**171.831**	

(1) Il prospetto dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 è stato oggetto di restatement per gli effetti dell'applicazione, con efficacia retroattiva, del nuovo principio contabile IFRS 11, dell'introduzione di modifiche allo IAS 32, nonché della chiusura del processo di allocazione del prezzo di acquisizione relativo a talune business combination effettuate dalla Divisione Energie Rinnovabili nel corso del 2013. Per ulteriori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

653

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

	Capitale sociale e riserve del Gruppo						
	Capitale sociale	Riserva da sovrapprezzo azioni	Riserva legale	Altre riserve	Riserva conversione bilanci in valuta estera	Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita
Al 1° gennaio 2013	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**92**	**(1.482)**	**229**
Effetto applicazione IFRS 11	-	-	-	-	11	42	-
Al 1° gennaio 2013 restated	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**103**	**(1.440)**	**229**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-		-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	98	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(1.285)	(152)	(101)
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*(1.285)*	*(152)*	*(101)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2013 restated	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**(1.084)**	**(1.592)**	**128**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	6	21	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*(243)*	*(235)*	*(23)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2014	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**(1.321)**	**(1.806)**	**105**

Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Riserve per benefici ai dipendenti	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
749	**78**	**8**	**(362)**	**17.625**	**35.775**	**16.312**	**52.087**
-	-	(53)	-	-	-	(9)	(9)
749	**78**	**(45)**	**(362)**	**17.625**	**35.775**	**16.303**	**52.078**
-	-	-	-	(1.410)	**(1.410)**	**(829)**	**(2.239)**
(28)	6	-	4	4	**(14)**	**1.740**	**1.726**
-	(22)	-	-	-	**76**	**104**	**180**
-	-	(13)	(170)	3.235	**1.514**	**(427)**	**1.087**
-	-	*(13)*	*(170)*		*(1.721)*	*(1.972)*	*(3.693)*
-	-	-	-	*3.235*	*3.235*	*1.545*	*4.780*
721	**62**	**(58)**	**(528)**	**19.454**	**35.941**	**16.891**	**52.832**
-	-	-	-	(1.222)	(1.222)	(1.541)	(2.763)
(2.831)	(255)	-	-	-	(3.086)	5.385	2.299
(3)	-	3	59	(8)	78	(666)	(588)
-	-	(19)	(202)	517	(205)	(430)	(635)
-	-	*(19)*	*(202)*	-	*(722)*	*(685)*	*(1.407)*
-	-	-	-	*517*	*517*	*255*	*772*
(2.113)	**(193)**	**(74)**	**(671)**	**18.741**	**31.506**	**19.639**	**51.145**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2014	di cui con parti correlate	2013 restated [1]	di cui con parti correlate
Risultato dell'esercizio prima delle imposte		**(78)**		**7.154**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali		1.709		1.598	
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti		10.212		4.698	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		1.285		(264)	
Accantonamenti ai fondi		911		1.023	
(Proventi)/Oneri finanziari netti		2.580		2.322	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(720)		(92)	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		*15.899*		*16.439*	
Incremento/(Decremento) fondi		(1.740)		(1.889)	
(Incremento)/Decremento di rimanenze		(62)		(266)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali		(1.440)	*58*	(531)	*(374)*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		212	*39*	(602)	*42*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali		1.315	*(549)*	(871)	*157*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.300	*23*	1.275	*37*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(4.030)	*28*	(3.695)	*33*
Imposte pagate		(1.396)		(2.606)	
Cash flow da attività operativa (a)		**10.058**		**7.254**	
- di cui discontinued operations		-		-	
Investimenti in attività materiali non correnti		(6.021)		(5.311)	
Investimenti in attività immateriali		(680)		(610)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti		(73)		(206)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti		312		1.409	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		325		615	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		**(6.137)**		**(4.103)**	
- di cui discontinued operations		-		-	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	32	4.582		5.336	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto		(2.400)		(9.619)	
Incasso/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest		1.977		1.814	
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		(50)		(85)	
Dividendi e acconti sul dividendi pagati		(2.573)		(2.044)	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		**1.536**		**(4.598)**	
- di cui discontinued operations		-		-	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)		**(102)**		**(421)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)		**5.355**		**(1.868)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [2]		7.900		9.768	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [3]		13.255		7.900	

(1) Il rendiconto finanziario consolidato è stato oggetto di restatement per gli effetti del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11. Per maggiori dettagli si rinvia alla successiva Nota 4.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (9.726 milioni di euro al 1° gennaio 2013), "Titoli a breve" pari a 17 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (42 milioni di euro al 1° gennaio 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 10 milioni di euro al 1° gennaio 2014 (non presenti al 1° gennaio 2013).

(3) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (7.873 milioni di euro al 31 dicembre 2013), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (17 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (10 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

La società Enel SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137 ed è quotata, dal 1999, alla Borsa di Milano.
Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina.
Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 comprende i bilanci di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo").
L'elenco delle società controllate, collegate, joint operation e joint venture incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.
La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 18 marzo 2015.
Il presente bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di Reconta Ernst & Young SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".
Il presente bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.
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 classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle discontinued operations attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.
Il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations.
Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo successivo.
Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita che sono valutate al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.
La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.
Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.
In aggiunta, il Gruppo ha presentato un prospetto di Sta-

to patrimoniale al 1° gennaio 2013 a seguito dell'applicazione retroattiva dell'IFRS 11 e delle modifiche allo IAS 32 come descritto nella Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi".

2

Princípi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.
Al fine di una migliore comprensione del bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati princípi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.
Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

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 del gas distribuiti nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e il 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.

Piani pensionistici 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 benefici post-pensionamento.
I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti
Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano la necessità. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS

36 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota 18. In particolare, il valore recuperabile di un'attività non corrente si basa sulle stime e sulle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di un gruppo di attività non correnti abbia subìto una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e alla eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale approvato.
Le stime dei fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni dei fattori di stima su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non correnti è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

La legge 7 agosto 2012, n. 134 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l'altro, che cinque anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.
Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo di azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti princípi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).
Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima del valore residuo.
Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devolvibilità, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se più ampia, alla vita economico tecnica del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.
In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) che proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio

controparte, applicando la metodologia riportata alla Nota 45. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2014 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare delle imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

Il Gruppo Enel 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.

Smantellamento e ripristino siti

Nel calcolo della passività relativa allo smantellamento degli impianti e ripristino dei siti in cui essi insistono, in particolare per lo smantellamento degli impianti 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 il Gruppo ritiene di dover pagare a seguito dell'operazione di smantellamento.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello c.d. "privo di rischio", al lordo delle imposte (risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato.

Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Altro

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato la valutazione 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 aggregazioni aziendali. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai princípi contabili adottati.

Giudizi del management

Identificazione delle cash generating unit (CGU)

In applicazione delle disposizioni dello IAS 36 "*Riduzione di valore delle attività*", l'avviamento iscritto nel Bilancio consolidato del Gruppo, in virtù di operazioni di aggregazione aziendale, è stato allocato a singole CGU o a gruppi di CGU, che si prevede beneficeranno dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente indipendenti e ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del c.d. "business model" adottato che, sino al 31 dicembre 2014, è coerente al modello organizzativo adottato nel 2012, così come presentato nella Relazione sulla gestione.

In particolare, le CGU individuate nell'ambito della Divisione Iberia e America Latina sono rappresentate da gruppi di attività di generazione, distribuzione e vendita di energia elettrica/gas localizzate nella Penisola iberica e in taluni Paesi dell'America Latina che sono gestiti in maniera unitaria dal Gruppo anche sotto un profilo squisitamente finanziario. Le CGU individuate nell'ambito della Divisione Generazione ed Energy Management e della Divisione Mercato sono rappresentate da attività risultanti da operazioni di business combination effettuate su attività relative alla rigassificazione del gas in Italia e sul mercato domestico retail del gas o da gruppi di asset omogenei operanti nel business della vendita o generazione di energia elettrica. Le CGU individuate nell'ambito della Divisione Energie Rinnovabili sono rappresentate (a meno di qualche marginale eccezione applicata in Italia e in Spagna per riflettere il modello organizzativo elaborato dal Gruppo) dall'insieme delle attività inerenti esclusivamente alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili dislocate in aree territoriali definibili omogenee in relazione ad aspetti regolatori, contrattuali e in quanto soggette a una elevata interdipendenza dei processi di business e una significativa integrazione nell'ambito della medesima area geografica. Le CGU individuate nell'ambito della Divisione Internazionale sono rappresentate dalle attività di generazione e distribuzione/vendita di energia elettrica identificate con operazioni di aggregazione aziendale e che costituiscono, per area territoriale e per business, singole unità generatrici di flussi finanziari autonomi. Le CGU identificate dal management cui è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato sono riportate nel paragrafo relativo alle attività immateriali, cui si rimanda.
Il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo, nonché per tener conto di quei fattori esterni che potrebbero influire sulla capacità di generare flussi finanziari autonomi da parte di gruppi di asset aziendali.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni del nuovo principio contabile IFRS 10, che il Gruppo ha adottato a partire dal 1° gennaio 2014, ancorché con applicazione retrospettiva al 1° gennaio 2013, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del potere sulla partecipata, di influenzarne i relativi rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma dai diritti sostanziali dell'investitore sulla partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata in modo da influenzarne i rendimenti.
Ai fini dell'assessment sul requisito del controllo, il management analizza tutti i fatti e le circostanze, inclusi gli accordi con gli altri investitori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e dai diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti similari, della partecipata.
A seguito dell'analisi circa l'esistenza del requisito del controllo, effettuata già in esercizi precedenti in applicazione del previgente IAS 27, il Gruppo aveva consolidato integralmente talune società (Emgesa e Codensa), pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto. Tale approccio è stato riconfermato anche a seguito dell'assessment svolto in applicazione dell'IFRS 10 e basato sull'esistenza dei requisiti sopra descritti, come indicato nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014", cui si rimanda.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del nuovo principio contabile IFRS 11, che il Gruppo ha adottato a partire dal 1° gennaio 2014, ancorché con applicazione retrospettiva al 1° gennaio 2013, un accordo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto.
Si ha il controllo congiunto quando per le decisioni relative alle attività rilevanti dell'accordo congiunto è richiesto il consenso unanime o almeno di due parti dell'accordo stesso.
Un accordo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il con-

trollo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.

Ai fini di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che dovrà valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.

A seguito di tale analisi, in sede di prima applicazione, il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per le partecipazioni in SF Energy e in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II. Successivamente, a far data dal 1° gennaio 2014 e a seguito di un cambiamento nei patti parasociali tra i soci che ha decretato una modifica negli assetti di governance di SE Hydropower verso una condizione di controllo congiunto, anche quest'ultima partecipata è stata qualificata come un joint arrangement.

Per completezza, si segnala che tutte le altre società che, in applicazione del precedente principio contabile IAS 31 erano state qualificate come società a controllo congiunto, sono state ricondotte alla definizione di joint venture in base al nuovo IFRS 11.

Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi precedentemente considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di controllo congiunto.

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le partecipazioni in imprese collegate sono quelle in cui la società esercita un'influenza notevole, ossia quelle in cui si ha il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20% sul capitale della partecipata.

Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che dovrà valutare tutti i fatti e le circostanze.

Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.

Applicazione dell'IFRIC 12 *"Accordi per servizi in concessione"* alle concessioni

L'IFRIC 12 *"Accordi per servizi in concessione"* si applica ai servizi in concessione "public-to-private", i quali possono essere definiti come dei contratti in cui il concedente trasferisce a un concessionario il diritto a prestare servizi che danno accesso alle principali facility pubbliche per un determinato periodo di tempo previa gestione dell'infrastruttura utilizzata per fornire tali servizi pubblici.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "public-to-private" se il concedente:

- controlla o 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 un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.

Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 sono risultate applicabili ad alcune infrastrutture di talune società della Divisione Iberia e America Latina operanti in Brasile (essenzialmente Ampla e Coelce).

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 quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefici post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i Fondi pensione FOPEN e FONDENEL), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Per società controllate si intendono tutte le società di cui

il Gruppo ha il controllo. Il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.
Se una società controllata utilizza princípi contabili diversi da quelli adottati nel bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.
Le attività, le passività, i ricavi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi nel bilancio consolidato rispettivamente dalla data in cui il Gruppo ottiene o perde il controllo dell'impresa controllata.
Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di Conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.
Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infragruppo sono completamente eliminati.
Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in imprese controllate che non implicano la perdita del controllo sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere la variazione della quota di possesso. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato o incassato e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisito o venduto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato.
Quando il Gruppo perde il controllo, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value (con contropartita il Conto economico) alla data in cui si perde il controllo. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.
Per società collegate si intendono le società su cui il Gruppo esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.
Le partecipazioni in imprese collegate e le joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto (equity method).
Con l'applicazione di tale metodo, tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando nel valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività alla data di acquisizione; tale avviamento non viene sottoposto separatamente a verifica per riduzione di valore. Successivamente, il costo della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) complessivo della collegata o joint venture, realizzato a partire dalla data di acquisizione. Le componenti di Conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altri componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.
I dividendi ricevuti da partecipazioni in imprese collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.
Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.
I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono presentati per lo stesso periodo contabile del Gruppo, apportando, se necessario, le eventuali rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.
Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un im-

pairment relativo alle partecipazioni nella collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che le partecipazioni hanno subito una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile della partecipazione e il suo valore contabile.
Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); la quota delle OCI riferita alla collegata o joint venture è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.
In caso di cessione di una quota di partecipazione che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati a patrimonio netto nell'ambito delle OCI relativa a tale riduzione è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.
Quando una quota di una partecipazione in imprese collegate o joint venture soddisfa le condizioni per essere classificata come detenuta per la vendita, la parte residua di tale partecipazione che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.
Per joint operation (attività a controllo congiunto) si intende un accordo in base al quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo. Per ogni joint operation il Gruppo rileva attività, passività, costi e ricavi sulla base dei termini dell'accordo e non in base all'interessenza partecipativa detenuta.

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 di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.
Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

Aggregazioni aziendali

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).
In particolare, dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (purchase method), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche al fair value relative agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto; l'ammontare dell'avviamento è stato determinato separatamente per ogni singola transazione sulla base dei fair value delle attività nette acquisite alla data di ogni singola transazione.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised.

In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione (acquisition method), ove il costo di acquisto (corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.

Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value, è rilevata come avviamento ovvero, se negativa, a Conto economico.

Il valore delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.

Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.

L'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come strumento finanziario ai sensi dello IAS 39, sono rilevate a Conto economico o patrimonio netto nell'ambito delle OCI. I corrispettivi potenziali che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 sono valutati in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento.

I corrispettivi potenziali che sono classificati come strumento di capitale non sono rimisurati, e, conseguentemente il regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto.

Nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai princìpi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La valutazione al fair value suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il fair value di un'attività o di una passività è determinato considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in una transazione per l'attività o la passività e motivati ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella misurazione del fair value il Gruppo tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- per le attività non finanziarie si considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarlo nel suo massimo e miglior utilizzo;
- per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il fair value include l'effetto del c.d. "non-performance risk", ossia il rischio che il Gruppo non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni;
- nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del fair value su base netta.

Nella misurazione del fair value delle attività e delle passività, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input

osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o bonifica del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nel paragrafo "Fondi rischi e oneri".

Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura continuativa e duratura di energia elettrica sono rilevati al fair value alla data del trasferimento.

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	20-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	20-85 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	20-75 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	24-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	25-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	19-46 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-45 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-66 anni
Centrali nucleari	60 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	10-20 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-22 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-25 anni
- turbine e generatori	20-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-25 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-40 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	18-25 anni
- impianti di illuminazione artistica	20-25 anni
Linee di trasporto	20-50 anni
Stazioni di trasformazione	10-60 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	30-50 anni
- cabine primarie	10-60 anni
- reti di media e bassa tensione	23-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	2-27 anni
- gruppi di misura bilancio energia	2-35 anni
- contatori elettronici	10-20 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.
I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.
I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica. Per gli impianti ubicati in Italia, la scadenza delle concessioni è fissata al 2020-2040 (per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Trento e per gli impianti ubicati nella Provincia Autonoma di Bolzano) e al 2029 (per gli altri).
Nel contesto regolatorio vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.
A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita economico-tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, 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 fino al 2067.

Talune società operanti nella generazione 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.

Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica, il Gruppo è concessionario in Italia di tale servizio. 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 sono ammortizzate lungo la loro vita utile.
Il Gruppo Enel opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in altri Paesi (tra cui Spagna e Romania); tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 *"Accordi per servizi in concessione"*

Nell'ambito di un accordo per servizi in concessione "public-to-private" rientrante nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 *"Accordi per servizi in concessione"*, il concessionario ("operator") presta un servizio e, in accordo con i termini contrattuali, ha il compito di realizzare o migliorare l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico gestendo e mantenendo l'infrastruttura per il periodo della concessione.
Il Gruppo, in qualità di concessionario, non rileva le infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari"; i ricavi e i costi relativi alla realizzazione o al miglioramento dell'infrastruttura sono rilevati secondo quanto descritto nel successivo paragrafo "Lavori su ordinazione". In particolare, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione, il Gruppo rileva, al fair value, il corrispettivo che ha ricevuto

o riceverà per la realizzazione o il miglioramento dell'infrastruttura nell'ambito delle:

- attività finanziarie, se il concessionario ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal concedente (o da terzi, in base alle direttive del concedente) e quest'ultimo non ha la possibilità di evitarne il pagamento. In questo caso il concedente è impegnato contrattualmente a pagare al concessionario importi specificati o determinabili, ovvero la differenza tra gli importi ricevuti dagli utenti del servizio pubblico e gli importi specificati o determinabili (stabiliti dall'accordo) e tali pagamenti sono indipendenti dall'utilizzo dell'infrastruttura; e/o
- attività immateriali, se il concessionario ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. In questo caso, il concessionario non vanta un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui gli utenti utilizzano il servizio.

Se il Gruppo, in qualità di concessionario, vanta un diritto contrattuale a ricevere un'attività immateriale (il diritto a far pagare gli utenti del servizio pubblico), gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nel paragrafo "Immobili, impianti e macchinari".
Durante la fase operativa dell'accordo, il Gruppo rileva i corrispettivi per i servizi operativi secondo le modalità descritte nel paragrafo "Ricavi".

Leasing

Il Gruppo detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Tali contratti sono analizzati alla luce del contesto e degli indicatori previsti dallo IAS 17 al fine di determinare se essi costituiscono leasing operativi o leasing finanziari.
Un leasing finanziario è definito come un leasing che sostanzialmente trasferisce al locatario tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà del relativo bene. Tutti i leasing che non si configurano come leasing finanziari sono classificati come leasing operativi.
In sede di rilevazione iniziale i beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario sono rilevati tra gli immobili, impianti e macchinari e una corrispondente passività è rilevata tra i finanziamenti a lungo termine. Alla data di inizio della decorrenza del contratto, i beni detenuti in leasing finanziario sono rilevati al loro fair value o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto.
Tali beni sono ammortizzati in base alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine del leasing, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari alla minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata del bene stesso.
I pagamenti effettuati per un leasing operativo sono rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto.
Pur non essendo formalmente qualificabili come accordi di leasing, alcune tipologie contrattuali sono considerate come tali se il loro adempimento è dipendente dall'utilizzo di una o più attività specifiche e se tali contratti conferiscono il diritto a utilizzare tali attività.

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'impiego nel ciclo produttivo o nella fornitura di beni/servizi.
Sono rilevati al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata.
Gli investimenti immobiliari, a eccezione dei terreni, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni.
Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.
L'analisi dettagliata del fair value degli investimenti immobiliari è illustrata nella Nota 45 "Attività misurate al fair value".
Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro uso o dalla loro dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

I costi di sviluppo interno sono rilevati come attività immateriale quando il Gruppo è ragionevolmente sicuro circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha intenzione di completare l'attività per usarla o venderla e che l'attività genererà benefici economici futuri.
I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.
Le attività immateriali, aventi vita utile definita, sono esposte al netto del fondo ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.
L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso; conseguentemente, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).
Le attività immateriali sono a vita utile definita a eccezione di alcune concessioni e dell'avviamento.
Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test).
La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se la stessa può continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita deve essere rilevato come un cambiamento di stima contabile.
Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.
La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte tra generate internamente o acquistate, è la seguente:

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	3-5 anni
- acquisiti	3-5 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	5 anni
- acquisiti	3-25 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	-
- acquisiti	2-60 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-5 anni
- acquisite	3-40 anni

Avviamento

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate rappresenta l'eccedenza tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e il valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nella successiva nota "Impairment delle attività non finanziarie". Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna cash generating unit identificata.
L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e a joint venture è incluso nel valore di carico di tali società.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.
Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, delle attività immateriali e dell'avviamento, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso.
Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.
I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management e contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti.
Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono stati determinati sulla base di un tasso di crescita che non eccede il tasso di crescita media previsto per il settore e il Paese.
Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla cash generating unit cui tale attività appartiene.
Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa cash

generating unit cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".
Le perdite di valore di cash generating unit sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.
Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e impairment", nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti.
Il valore recuperabile dell'avviamento delle attività immateriali con vita utile indefinita 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 subito una riduzione di valore. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.
Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della cash generating unit, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita Conto economico. Il costo è determinato in base alla formula del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.
Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.
Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (certificati verdi, certificati di efficienza energetica e quote di emissioni di CO_2) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO_2, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al trading e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti. All'interno di quest'ultimo, le predette quote sono preventivamente allocate in sottoportafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.
Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevate le giacenze di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.
I materiali e gli altri beni di consumo (comprensivi delle commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Lavori su ordinazione

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi e i costi di commessa sono rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi, i costi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.
Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.
Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.
Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo cost to cost, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.
L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività.

Strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e lo IAS 39.

Un'attività o passività finanziaria, è iscritta in bilancio quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (trade date).

Gli strumenti finanziari sono classificati in base allo IAS 39 come segue:

> attività e passività finanziare al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL);
> attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM);
> finanziamenti e crediti (L&R);
> attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS);
> passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

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

Gli strumenti finanziari al fair value rilevato a Conto economico sono attività e passività finanziarie:

> classificate come detenute per la negoziazione in quanto acquistate o sostenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
> designate al momento della rilevazione iniziale, ai sensi della facoltà prevista dallo IAS 39 (fair value option).

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo fair value e gli utili e le perdite successivi derivanti dalle variazioni del fair value sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino alla scadenza

Questa categoria comprende attività finanziarie non derivate, aventi pagamenti fissi o determinabili e scadenze fisse, quotate in mercati attivi e non sono rappresentate da partecipazioni, per le quali il Gruppo ha l'intenzione e la capacità di mantenerle sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al fair value, comprendendo i costi di transazione e successivamente, sono valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Finanziamenti e crediti

Questa categoria include principalmente crediti commerciali e altri crediti finanziari. Finanziamenti e crediti sono attività finanziarie non derivate con pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in un mercato attivo, diverse da quelle che il Gruppo intende vendere immediatamente o al breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e da quelle che il Gruppo, al momento della rilevazione iniziale, ha designato al fair value con rilevazione a Conto economico o come disponibili per la vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, senza alcuno sconto se non è materiale.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

Questa categoria include principalmente i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza e le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie al fair value con imputazione a Conto economico"). Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono attività finanziarie non derivate che sono designate come disponibili per la vendita o non sono classificate come finanziamenti e crediti, attività finanziarie detenute sino alla scadenza o attività finanziarie al fair value rilevato al Conto economico.

Tali strumenti sono valutati al fair value con la rilevazione delle variazioni del fair value in contropartita al patrimonio netto nell'ambito delle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI).

Al momento della vendita, o nel momento in cui un'attività finanziaria disponibile per la vendita, mediante successivi acquisti, diventi una partecipazione in una società controllata, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

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

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, tutte le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti (compresi i crediti commerciali), detenute sino alla scadenza o disponibili per la vendita, sono analizzate al fine di verificare se esiste una evidenza obiettiva che un'attività o un gruppo di attività finanziarie abbia subito una perdita di valore

Una perdita di valore è rilevata se e solo se tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività, che sono attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, per esempio:

> la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
> una violazione del contratto, come un inadempimento o

mancato pagamento degli interessi o del capitale;
> l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
> una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.

Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto economico.

Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Se l'importo di una perdita di valore rilevata in passato diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, essa è riversata a Conto economico.

Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come, per esempio, variazioni significative con un effetto negativo nell'ambiente tecnologico, di mercato, economico e legale.

Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del fair value, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la variazione negativa di fair value precedentemente rilevata nelle altre componenti di Conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a Conto economico.

L'importo della perdita cumulata è determinato come differenza tra il costo di acquisizione e il fair value corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a Conto economico. Le perdite di valore su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinate.

Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il fair value non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di impairment, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso corrente d'interesse per attività finanziarie similari. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'impairment.

L'importo della perdita di valore di uno strumento di debito classificato come disponibile per la vendita, da riclassificare dal patrimonio netto, è pari alla variazione negativa cumulata di fair value rilevata nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI). Tale ammontare è successivamente riversato a Conto economico se il fair value dello strumento di debito presenta una obiettiva variazione in aumento a seguito di un evento che si è verificato dopo la rilevazione della perdita di valore.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e che sono soggetti a un irrilevante rischio di variazione del loro valore.

Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Questa categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, passività per leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:
> il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "underlying", quale tasso di interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
> che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
> che è regolato a una data futura.

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul hedge accounting, si prega di far riferimento alla Nota 43 "Derivati e hedge accounting".

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al FVTPL in quanto non si qualificano per l'hedge accounting e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione del Gruppo di continuare a detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

Un derivato implicito (embedded derivative) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite") e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole od opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

I contratti, che non sono strumenti finanziari da valutare al fair value, sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

> il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a Conto economico;
> i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
> un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 ("own use exemption") e quindi sono rilevati in base alle normali regole contabili di riferimento.

Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al fair value rilevato a Conto economico solo se:

> sono regolabili al netto; e
> non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dal Gruppo.

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

> ai fini della consegna fisica;
> per le normali esigenze di utilizzo e compravendita del Gruppo.

Il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39 o se sono stati sottoscritti per "own use exemption".

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifichi una delle seguenti condizioni:

> il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;
> il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, cedendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. "pass through test");
> il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha ceduto il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

> esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
> vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

643

TFR e altri benefici per i dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto degli associati interessi attivi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI), quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a Conto economico.

I dipendenti inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Operazioni di pagamento basate sulle azioni

Il costo delle prestazioni rese dai dipendenti e remunerato tramite pagamenti basati sulle azioni è rilevato nell'ambito del costo del personale. Tali prestazioni sono valutate sulla base del fair value degli strumenti concessi alla data di assegnazione.

I pagamenti basati sulle azioni possono riguardare operazioni regolate con strumenti di capitale (piani di stock option) od operazioni regolate con disponibilità liquide alternative (piani di restricted share units).

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, valutato utilizzando il modello di pricing Cox-Rubinstein. Tale modello tiene conto di tutte le caratteristiche delle opzioni (durata dell'opzione, prezzo e condizioni di esercizio ecc.), nonché della quotazione 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 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 delle RSU assegnate e in relazione alla maturazione del diritto a ricevere il corrispettivo. Il fair value è determinato utilizzando il modello di pricing Monte Carlo. Tale modello tiene conto di tutte le caratteristiche delle RSU (durata del piano, condizioni di esercizio ecc.), nonché della quotazione e della volatilità del titolo Enel lungo il vesting period.
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

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto non è immateriale, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.
Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.
Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.
Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.
Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.
Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.
Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.
Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.
Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e la provvista ricevuta. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.
Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.
I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"emission trading system" istituito a livello europeo.
I certificati verdi maturati in relazione alla produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili e i certificati di efficienza energetica maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli altri ricavi e proventi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria, qualora i certificati non fossero ancora accreditati sul conto proprietà, ovvero le rimanenze, qualora i certificati fossero già accreditati.
Nel momento in cui i predetti certificati sono accreditati sul conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle rimanenze.
I ricavi derivanti dalla vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei ricavi delle vendite e delle prestazioni, con conseguente decremento delle relative rimanenze.
Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO_2, il Gruppo applica il c.d. "net liability approach".
Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, siano rilevati al valore nominale (valore nullo). Inoltre, gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli altri costi operativi, in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operations

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo.
Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.
Quando il Gruppo è coinvolto in un piano di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente se il Gruppo manterrà, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.
Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in imprese collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in imprese collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.
Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale.
Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.
Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile alle specifiche attività o passività.
Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra

il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le componenti economiche di un iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) conseguentemente alla valutazione al fair value al netto dei costi di vendita e quelle relative ai ripristini di impairment sono rilevate a Conto economico nell'ambito del risultato delle continuing operations.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo non deve più classificare le attività (o il gruppo in dismissione) come possedute per la vendita. In tale caso tali attività sono valutate al minore tra:

> il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita, e
> il suo valore recuperabile calcolato alla data della successiva decisione di non vendere, che è pari al maggiore tra il suo fair value al netto dei costi di dismissione e il suo valore d'uso.

Ogni rettifica al valore contabile dell'attività non corrente che cessa di essere classificata come posseduta per la vendita è rilevata nell'ambito del risultato delle continuing operations.

Una discontinued operation è una componente di un Gruppo che è stata dismessa, o classificata come posseduta per la vendita, e

> rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività,
> fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività, o
> è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

> degli utili o delle perdite delle discontinued operations al netto degli effetti fiscali, e
> della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita, o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a raffronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di riferimento dell'ultimo bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente rappresentati in bilancio tra le discontinued operations sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operations per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dal Gruppo e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dal Gruppo, in nome e per conto proprio. Pertanto, in un rapporto di agenzia, i corrispettivi riscossi per conto terzi sono esclusi dai ricavi.

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o ricevibile, tenendo conto del valore di eventuali sconti commerciali, resi e abbuoni concessi dal Gruppo.

Quando merci o servizi sono scambiati o barattati con merci o servizi che hanno natura e valore simili, lo scambio non è considerato come un'operazione che genera ricavi.

Per i contratti che prevedono una serie di prestazioni che generano ricavi (multiple-element arrangement), i criteri di rilevazione sono applicati alle parti separatamente identificabili di una singola operazione allo scopo di riflettere la sostanza dell'operazione stessa o congiuntamente a più operazioni nel loro complesso quando esse sono così strettamente legate che il risultato commerciale non può essere valutato senza fare riferimento alle varie operazioni come a un unico insieme.

Più in particolare, secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

> i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
> i ricavi per vendita e trasporto di energia elettrica e gas sono rilevati quando le commodity sono erogate ai clienti e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a letture periodiche. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità per l'energia 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 della prestazione alla data di chiusura del bilancio, negli esercizi in cui i servizi sono prestati. Lo stadio di completamento della prestazione è determinato in base alla valutazione della prestazione resa come percentuale del totale dei servizi che devono essere resi o come proporzione tra i costi sostenuti e la stima dei costi totali dell'operazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;
- i ricavi associati ai lavori su ordinazione sono rilevati come specificato nello specifico paragrafo;
- i ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica, monetari e in natura, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se il servizio reso è identificato. Se più di un servizio viene separatamente individuato, il fair value del corrispettivo totale ricevuto o ricevibile è ripartito per ciascun servizio, e i ricavi relativi ai servizi erogati nel periodo sono coerentemente rilevati; in particolare, se viene identificato un servizio continuativo (servizio di distribuzione di energia elettrica), il periodo per il quale devono essere rilevati i ricavi per tale servizio è generalmente determinato in base ai termini dell'accordo con il cliente, ovvero, se l'accordo non stabilisce un periodo specifico, i ricavi sono rilevati nell'arco di un periodo non superiore alla vita utile del bene trasferito dai clienti;
- i ricavi per noleggi e leasing operativi sono rilevati per competenza in accordo con la sostanza del relativo contratto.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso di interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento

delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.
Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.
La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.
Le attività per Imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico, che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.
Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto a ricevere il pagamento.
I dividendi 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.

3

Princípi contabili di recente emanazione

Nuovi princípi contabili applicati nel 2014

Il Gruppo ha adottato i seguenti princípi contabili e modifiche con data di efficacia dal 1° gennaio 2014.

> "IFRS 10 - *Bilancio consolidato*". Sostituisce il "SIC 12 - *Consolidamento - società a destinazione specifica (società veicolo)*" e, limitatamente alla parte relativa al bilancio consolidato, lo "IAS 27 - *Bilancio consolidato e separato*" la cui denominazione è stata modificata in "Bilancio separato". Il principio introduce un nuovo modello di valutazione dell'esistenza del controllo (presupposto indispensabile per consolidare una partecipata), lasciando invariate le tecniche di consolidamento previste dal previgente IAS 27. Tale modello deve essere applicato indistintamente a tutte le partecipate, incluse le società veicolo, chiamate dal nuovo principio "structured entities". Mentre nei previgenti princípi contabili si dava prevalenza, laddove il controllo non derivasse dal possesso della maggioranza dei diritti di voto reali o potenziali, all'analisi dei rischi/benefici derivanti dalla propria interessenza nella partecipata, l'IFRS 10 focalizza il giudizio su tre elementi da considerare in ogni valutazione: il potere di dirigere le attività rilevanti (power); l'esposizione alla variabilità dei rendimenti derivanti dal rapporto partecipativo; il legame tra il potere e i rendimenti, ossia la capacità di influenzare i rendimenti della partecipata esercitando su quest'ultima il proprio potere decisionale. Gli effetti contabili derivanti dalla perdita del controllo o dalla variazione della quota di interessenza in una partecipata (senza perdita del controllo) restano invariati rispetto a quanto previsto dal previgente IAS 27.
L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.
> "IAS 27 - *Bilancio separato*". Contestualmente all'emissione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 12, il previgente IAS 27 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto, eliminando tutte le disposizioni relative alla redazione del bilancio consolidato (le altre disposizioni sono rimaste invariate). A seguito di tale modifica, pertanto, il principio indica solo i criteri di rilevazione e misurazione contabile nonché l'informativa da presentare nei bilanci separati in materia di società controllate, joint venture e collegate.
Trattandosi di una modifica non inerente al bilancio consolidato, l'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti per il Gruppo.
> "IFRS 11 - *Accordi a controllo congiunto*". Sostituisce lo "IAS 31 - *Partecipazioni in joint venture*" e il "SIC 13 - *Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo*". A differenza dello IAS 31, che nella valutazione degli accordi di controllo congiunto (c.d. joint arrangement) dava prevalenza alla forma contrattuale prescelta, il nuovo principio fonda il processo valutativo sui diritti e obblighi attribuiti alle par-

ti dell'accordo. In particolare, il nuovo standard contabile individua due tipologie di joint arrangement: la joint operation, qualora le parti dell'accordo abbiano diritto *pro quota* alle attività e siano responsabili *pro quota* delle passività derivanti dall'accordo stesso; la joint venture, qualora le parti abbiano diritto a una quota delle attività nette o del risultato economico derivanti dall'accordo. Nel Bilancio consolidato e nel Bilancio separato, la partecipazione in una joint operation deve essere riflessa contabilmente mediante la rilevazione *pro quota* delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interessenza partecipativa detenuta; la partecipazione in una joint venture, invece, deve essere consolidata utilizzando l'equity method (non è più consentita l'applicazione del consolidamento proporzionale).

Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato sono opportunamente illustrati nella successiva Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi".

> "IAS 28 - *Partecipazioni in società collegate e joint venture*". Contestualmente all'emissione dell'IFRS 11 e dell'IFRS 12, il previgente IAS 28 è stato modificato sia nella denominazione sia nel contenuto. In particolare, il nuovo principio, che include anche le disposizioni del "SIC 13 - *Imprese sotto controllo congiunto - Conferimenti in natura da parte dei partecipanti al controllo*", descrive l'applicazione del metodo del patrimonio netto che costituisce, nell'ambito di un bilancio consolidato, il criterio di valutazione delle società collegate e delle joint venture.

Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tale principio nel presente Bilancio consolidato sono illustrati – unitamente a quelli derivanti dalla già citata introduzione dell'IFRS 11 – nella successiva Nota 4 "Rideterminazione comparativa dei dati comparativi".

> "IFRS 12 - *Informativa sulle partecipazioni in altre entità*". Racchiude in un unico standard contabile l'informativa da presentare in materia di interessenze detenute in società controllate, joint operation e joint venture, collegate e in "structured entities". In particolare, il principio ingloba e sostituisce l'informativa richiesta dai previgenti IAS 27, IAS 28 e IAS 31, al fine di garantire un set informativo maggiormente uniforme e coerente, introducendo nuovi obblighi informativi con riferimento alle società controllate con rilevanti azionisti di minoranza, alle società collegate e joint venture individualmente significative nonché alle entità strutturate.

L'applicazione, su base retroattiva, di tale principio non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Modifiche allo IAS 32 - *Strumenti finanziari: Esposizione in bilancio - Compensazione di attività e passività finanziarie*". La nuova versione dello IAS 32 dispone che attività e passività finanziarie debbano essere compensate e il relativo saldo netto esposto nello stato patrimoniale, quando e soltanto quando ricorrano in una società entrambe le seguenti condizioni:

a) ha correntemente un diritto legalmente esecutivo a compensare gli importi rilevati contabilmente; e

b) intende estinguerle per il residuo netto, o intende realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

Le modifiche allo IAS 32 chiariscono che per soddisfare il primo dei predetti requisiti, il diritto alla compensazione non deve essere condizionato a un evento futuro e deve essere legalmente esecutivo sia nel normale corso dell'attività aziendale, sia in caso di inadempimento, insolvenza o fallimento. L'intenzione di regolare al netto può essere provata dalla normale prassi di business, dal funzionamento dei mercati finanziari, dall'assenza di limiti all'abilità di regolare al netto o al lordo attività e passività finanziarie contemporaneamente. Con riferimento a tale requisito, la modifica allo IAS 32 precisa che, qualora la società regoli separatamente attività e passività finanziarie, ai fini della compensazione in bilancio, è necessario che il sistema di regolamento lordo abbia specifiche caratteristiche in grado di eliminare o comunque di ridurre a livelli non significativi il rischio di credito o di liquidità, nonché di processare crediti e debiti in un singolo flusso di regolamento.

Gli effetti derivanti dall'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche nel presente Bilancio consolidato sono opportunamente illustrati nella successiva Nota 4 "Rideterminazione dei dati comparativi".

> "Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 11 e all'IFRS 12 - *Guida alle disposizioni transitorie*". Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire alcuni aspetti relativi alla fase di prima applicazione dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. In particolare, l'IFRS 10 è stato emendato chiarendo che per data di applicazione iniziale del principio debba intendersi l'inizio dell'esercizio in cui lo stesso è applicato per la prima volta (i.e. 1° gennaio 2013); è stata, inoltre, limitata l'informativa comparativa da fornire nel primo esercizio di applicazione. L'IFRS 11 e l'IFRS 12 sono stati emendati in maniera analoga, limitando gli effetti, in termini sia di rettifica dei dati di bilancio sia di informativa, derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 11.

L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non

ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 12 e allo IAS 27 - *Entità di investimento*". Le modifiche in esame introducono un'eccezione all'obbligo, contenuto nell'IFRS 10, di consolidare tutte le società controllate, nel caso in cui la controllante si qualifichi come "entità di investimento". In particolare, le "entità di investimento", come definite dalla modifica in esame, non devono consolidare le proprie società controllate a eccezione del caso in cui queste ultime forniscano servizi correlati all'attività di investimento della controllante. Le società controllate non consolidate devono essere valutate in conformità all'IFRS 9 ovvero allo IAS 39. La controllante di un'"entità di investimento" deve, invece, consolidare tutte le proprie controllate (incluse quelle detenute mediante l'entità di investimento stessa), eccetto il caso in cui anch'essa si qualifichi come tale.
L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Modifiche allo IAS 36 - *Informazioni integrative sul valore recuperabile delle attività non finanziarie*". Le modifiche apportate allo IAS 36 dall'IFRS 13 non riflettevano le intenzioni dello IASB circa l'informativa da presentare in bilancio in merito al valore recuperabile delle attività svalutate. Conseguentemente, lo IASB ha modificato ulteriormente il principio, eliminando l'informativa introdotta dall'IFRS 13 e richiedendo specifica informativa circa la misurazione del fair value nei casi in cui il valore recuperabile delle attività svalutate è basato sul fair value al netto dei costi di dismissione. Le modifiche in esame, infine, richiedono informativa sul valore recuperabile delle attività o CGU per le quali, durante il periodo, è stata rilevata o ripristinata una perdita di valore.
L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Modifiche allo IAS 39 - *Novazione di derivati e continuazione della contabilizzazione di copertura*". Le modifiche hanno l'obiettivo di consentire alle società, laddove specifiche condizioni siano soddisfatte, di non interrompere l'hedge accounting per effetto della novazione dello strumento di copertura con una controparte centrale, in applicazione di leggi o regolamenti.
L'applicazione, su base retroattiva, di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi princípi, modifiche ai princípi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2014.

> "IFRIC 21 - *Tributi*", emesso a maggio 2013. L'interpretazione definisce il momento in cui una società deve rilevare in bilancio una passività a fronte del proprio obbligo di pagare tasse (diverse dalle imposte sui redditi) dovute allo Stato o, in generale, a Organismi locali o internazionali. In particolare, l'interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando l'evento che determina l'obbligo di pagare la tassa (per esempio, raggiungimento di una determinata soglia di ricavi), così come definito dalla legislazione, si verifica. Qualora l'evento che determina il predetto obbligo si verifichi lungo uno specifico periodo di tempo, la passività deve essere rilevata progressivamente. L'interpretazione sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 17 giugno 2014, o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011-2013", emesso a dicembre 2013. Contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo e che saranno applicabili dal 1° gennaio 2015. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:
- "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce che l'IFRS 3 non si applica al bilancio di un joint arrangement nel contabilizzare la costituzione dell'accordo stesso;
- "IFRS 13 - *Valutazione del fair value*"; la modifica chiarisce che l'eccezione prevista dal principio di valutare le attività e le passività finanziarie basandosi sull'esposizione netta di portafoglio ("the portfolio exception") si applica a tutti i contratti che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 o dell'IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie;
- "IAS 40 - *Investimenti immobiliari*"; in base allo IAS 40 un immobile detenuto da un locatario mediante un leasing operativo può essere qualificato come investimento immobiliare se e solo se l'immobile soddisfa i requisiti previsti dal principio per essere qualificato come tale e il locatario valuta tali investimenti in base al modello del fair value. La modifica chiarisce che è necessario il giudizio del management per determinare se l'acquisizione di un investimento immobiliare rappresenti l'acquisizione di un asset o gruppo di asset o di una business combination secondo quanto disposto

dall'IFRS 3. Tale giudizio deve essere in linea con le applicazioni supplementari dell'IFRS 3.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011-2013", ha modificato le Basis for Conclusion del principio "IFRS 1 - *Prima adozione degli international financial reporting standards*" per chiarire che un first-time adopter può adottare un nuovo IFRS, la cui adozione non è ancora obbligatoria, se l'IFRS permette un'applicazione anticipata.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo e che saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° febbraio 2015 o successivamente. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica separa le definizioni di "performance condition" e "service condition" dalla definizione di "vesting condition" al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara;
- "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale contingent consideration pattuita nell'ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration rappresenta uno strumento finanziario, deve essere classificata come passività finanziaria o come strumento rappresentativo di capitale. Nel primo caso, la passività è valutata al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico in conformità all'IFRS 9. Le contingent consideration che non rappresentano strumenti finanziari sono valutate al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico;
- "IFRS 8 - *Settori operativi*"; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di capire i giudizi del management circa l'aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell'attivo dei settori operativi e il totale dell'attivo della società è richiesta solo se fornita periodicamente al management;
- "IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore di carico "lordo" è adeguato coerentemente con la rivalutazione del valore di carico dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata;
- "IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*"; la modifica chiarisce che una management entity, ossia un'entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell'ambito dell'informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre i costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che, se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- "IAS 38 - *Attività immateriali*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore di carico "lordo" è adeguato coerentemente con la rivalutazione del valore di carico dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", ha modificato le Basis for Conclusion del principio "IFRS 13 - *Valutazione del fair value*" chiarendo che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso di interesse da applicare all'importo in fattura possano essere ancora valutati senza attualizzazione, se l'effetto di tale attualizzazione non è materiale.

> "Modifiche allo IAS 19 - *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*", emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell'ambito di un piano a benefici definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del service cost:

- lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l'ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
- nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l'ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

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

> "IFRS 9 - *Financial Instruments*", emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale "IAS 39 - *Financial Instruments: Recognition and Measurement*" e supera tutte le precedenti versioni. Il principio è applicabile a partire dal 1°gennaio 2018 ed è consentita l'applicazione anticipata, dopo il relativo endorsement.

La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'impairment e all'hedge accounting.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l'IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l'attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l'attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al fair value through other comprehensive income (FVTOCI) sono detenute con l'obiettivo di incassare i flussi di cassa sia contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a Conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e a OCI il fair value dell'attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l'IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al fair value through profit or loss, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'own credit risk deve essere rilevata a OCI anziché a Conto economico. È consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di impairment basato sulle "incurred credit losses" aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell'evidenza del manifestarsi di un trigger event, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses".

In buona sostanza, il modello prevede:

a) l'applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse a ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
d) il miglioramento delle disclosure sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principles-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eligibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer component e alle esposizioni aggregate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39 riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spreads (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettico devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il Discussion Paper *Accounting for Dynamic Risk Management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*.

I potenziali impatti della futura applicazione dell'IFRS 9 sono ancora in fase di valutazione.

> "IFRS 14 - *Regulatory Deferral Accounts*", emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti princípi adottati (es., princípi locali), in sede di prima adozione degli International Financial Reporting Standards. Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all'IFRS 14 se i princípi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti princípi contabili. Lo standard sarà applicabile retrospetticamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1°gennaio 2016, o successivamente. L'applicazione del principio non comporta impatti per il Gruppo.

> "IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", emesso a maggio 2014, introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e misurazione dei ricavi, nonché il set di note di commento a corredo. Il nuovo principio sostituirà lo "IAS 11 - *Lavori su ordinazione*", lo "IAS 18 - *Ricavi*", l'"IFRIC 13 - *Programmi di fidelizzazione della clientela*", l'"IFRIC 15 - *Accordi per la costruzione di immobili*", l'"IFRIC 18 - *Cessioni di attività da parte della clientela*", il "SIC 31 - *Ricavi - Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari*". Il nuovo standard stabilisce che la società deve rilevare i ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti, misurando il corrispettivo che ci si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Il nuovo criterio di rilevazione dei ricavi si basa su un modello costituito da cinque fasi fondamentali (step): la società deve identificare il(i) contratto(i) con il cliente (step 1); una volta identificato il contratto, la società deve valutare i termini dello stesso e la prassi commerciale al fine di individuare quali beni e servizi sono oggetto di singole obbligazioni individuate nel contratto (step 2); successivamente, la società deve determinare il prezzo della transazione (step 3), che è rappresentato dal corrispettivo che ci si attende di ottenere; la società dovrà quindi allocare il prezzo della transazione tra le diverse singole obbligazioni individuate nel contratto (step 4) sulla base del valore di ciascuna di esse; i ricavi sono rilevati quando la società adempie alle singole obbligazioni individuate (step 5). Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1°gennaio 2017, o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IFRS 11 - *Accounting for acquisitions of interest in joint operation*", emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS a eccezione di quei princípi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a Conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.

> Amendments to IAS 16 and IAS 38 - *Clarification of acceptable methods of depreciation and amortization*", emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (c.d. "revenue-based method"). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:

- l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;

- può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

Le modifiche saranno applicabili prospetticamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IAS 16 and IAS 41 - *Bearer plants*", emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di "piante fruttifere" (c.d. "bearer plants"), quali per esempio gli alberi da frutta, che ora rientreranno nell'ambito di applicazione dello "IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*" e che conseguentemente saranno soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore (c.d. "revaluation model"). I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali per esempio la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello "IAS 41 - *Agricoltura*". Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IAS 27 - *Equity method in separate financial statements*" emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle c.d. "investment entity"; in particolare, è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit or loss secondo quanto previsto dall'IFRS 9. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Trattandosi di una modifica inerente esclusivamente al Bilancio separato, non sono previsti impatti per il Bilancio consolidato.

> "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*", emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset a una joint venture o a una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'"IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*". In particolare se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della joint venture, che rappresentano le controparti della transazione. Le modifiche saranno applicabili prospettivamente, previa omologazione, alle transazioni che verranno poste in essere a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016, o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IAS 1 - *Disclosure Initiative*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle disclosure del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:

- materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
- disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di Conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;
- struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a Conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di Conto economico complessivo.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 28 - *Investment Entities: Applying the consolidation exception*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una investment entity che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al fair value), l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una investment entity che sono a loro volta qualificate come investment entity. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come investment entity deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una investment entity. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una investment entity, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al fair value applicata dalle collegate o joint venture, equity investment, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Annual Improvements to IFRSs 2012-2014 cycle", emesso a settembre 2014. Contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per la Società. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*"; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un'attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l'interruzione dell'applicazione delle previsioni dell'IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, alle variazioni di classificazione effettuate a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;
- "IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; relativamente alle disclosure da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l'intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della disclosure, un contratto di servicing, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica disclosure. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le disclosure relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;
- "IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*"; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l'obbligazione è espressa e non della valuta del Paese in cui l'obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.
- "IAS 34 - *Bilanci intermedi*"; la modifica prevede che le disclosure richieste per le situazioni infrannuali devono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per es., la relazione degli Amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.

4

Rideterminazione dei dati comparativi

I princípi contabili di nuova applicazione o politiche contabili di nuova adozione che hanno comportato la rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2013 sono i seguenti:

- applicazione, con efficacia retrospettiva, del nuovo standard contabile IFRS 11, secondo il quale le partecipazioni in joint venture devono essere contabilizzate utilizzando il metodo del patrimonio netto, mentre le partecipazioni che configurano dei joint arrangement devono essere contabilizzate iscrivendo il *pro quota* delle attività/passività e dei costi/ricavi connessi all'accordo sulla base dei diritti/obblighi spettanti, a prescindere dall'interessenza partecipativa detenuta. Nella sostanza, tale modifica ha eliminato la possibilità, prevista dal previgente IAS 31 e utilizzata precedentemente dal Gruppo, di applicare il consolidamento proporzionale alle partecipazioni in joint venture, comportando la rideterminazione di tutti i dati economici, patrimoniali e finanziari, pur non alterando il risultato netto e il patrimonio netto del Gruppo. Impatti del tutto marginali sono stati invece rilevati a seguito della contabilizzazione delle joint operation per le quali, date le caratteristiche stesse degli accordi e dei diritti e obblighi da essi scaturenti, le relative modalità di rappresentazione contabile non hanno comportato particolari differenze rispetto al precedente consolidamento proporzionale;
- applicazione, a partire dal 1° gennaio 2014 con efficacia retrospettiva, delle nuove disposizioni previste dallo IAS 32 circa la compensazione di attività e passività finanziarie in presenza di determinate condizioni, che ha determinato esclusivamente la modifica di talune voci dello Stato patrimoniale consolidato al 31 dicembre 2013 senza alcun effetto sul patrimonio netto complessivo.

Si segnala inoltre la rideterminazione dei soli dati patrimoniali al 31 dicembre 2013 per effetto dell'allocazione definitiva del prezzo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili (tra cui Parque Eólico Talinay Oriente), conclusasi successivamente a tale data. Anche in tal caso, non si sono avuti effetti di rideterminazione delle voci di Conto economico, in quanto il processo di ammortamento delle attività diverse dall'avviamento alle quali è stato allocato un maggior valore ha avuto inizio solo a partire dal corrente esercizio.

A seguito delle mutate modalità di classificazione dei costi per acquisto energia, dei crediti finanziari verso controllate e joint venture e degli impatti economici dei contratti derivati e dei relativi fair value, volte all'applicazione delle migliori prassi riscontrabili nel settore e a favorire la chiarezza del bilancio, si è proceduto a effettuare delle riclassifiche agli schemi di Conto economico, Stato patrimoniale e Rendiconto finanziario del 2013, con l'obiettivo di maggiore comparabilità dei dati. In particolare, con riferimento ai dati del Conto economico del 2013 si è proceduto alla riclassifica:

(i) dei costi per materiali e apparecchi, pari a 1.577 milioni di euro, dalla voce "Materie prime e materiali di consumo" alla voce "Servizi e altri materiali";
(ii) dei proventi finanziari su derivati, pari a 757 milioni di euro, dalla voce "Proventi finanziari" alla voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati";
(iii) degli oneri finanziari su derivati, pari a 1.218 milioni di euro, dalla voce "Oneri finanziari" del Bilancio 2013 alla voce "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

Con riferimento ai dati di Stato patrimoniale al 31 dicembre 2013 e al 1° gennaio 2013 si è proceduto alla riclassifica:

(i) dei derivati attivi non correnti, pari – alle rispettive date di riferimento – a 444 milioni di euro e a 953 milioni di euro, dalle voci "Attività finanziarie non correnti" alle voci "Derivati attivi non correnti";
(ii) dei derivati attivi correnti, pari – alle rispettive date di riferimento – a 2.285 milioni di euro e a 1.718 milioni di euro, dalle voci "Attività finanziarie correnti" alle voci "Derivati attivi correnti";
(iii) dei derivati passivi non correnti, pari – alle rispettive date di riferimento – a 2.257 milioni di euro e a 2.553 milioni di euro, dalle voci "Passività finanziarie non correnti" alle voci "Derivati passivi non correnti";
(iv) dei derivati passivi correnti, pari – alle rispettive date di riferimento – a 2.535 milioni di euro e a 2.028 milioni di euro, dalle voci "Passività finanziarie correnti" alle voci "Derivati passivi correnti".

Si precisa, inoltre, che i prospetti contabili di Conto economico e Stato patrimoniale sono stati modificati al fine di migliorare la presentazione dei dati contabili afferenti al costo per gli acquisti di materie prime ed energia, ai crediti e ai debiti per lavori in corso su ordinazione e agli impatti

economici e patrimoniali dei contratti derivati. Ciò ha reso necessario effettuare delle riclassifiche con riferimento ai dati dell'esercizio 2013 e al 31 dicembre 2013, ai fini di una migliore comparabilità dei dati.

Nelle tabelle seguenti sono evidenziate le variazioni agli schemi di Conto economico, Prospetto dell'utile complessivo, Stato patrimoniale consolidato e Rendiconto finanziario a fronte di tali sopracitate modifiche, inclusive degli effetti fiscali a esse relative.

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	**2013 restated**
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	77.258	(1.831)	75.427
Altri ricavi e proventi	3.277	(41)	3.236
Totale ricavi	**80.535**	**(1.872)**	**78.663**
Costi			
Energia elettrica, gas e acquisto combustibile	40.035	(1.081)	38.954
Costi per servizi e materiali vari	17.128	(430)	16.698
Costo del personale	4.596	(41)	4.555
Ammortamenti e perdite di valore	7.067	(116)	6.951
Altri costi operativi	2.837	(16)	2.821
Costi per lavori interni capitalizzati	(1.450)	16	(1.434)
Totale costi	**70.213**	**(1.668)**	**68.545**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	**(378)**	**-**	**(378)**
Risultato operativo	**9.944**	**(204)**	**9.740**
Proventi finanziari da contratti derivati	757	(1)	756
Altri proventi finanziari	1.696	(3)	1.693
Oneri finanziari da contratti derivati	1.218	(8)	1.210
Altri oneri finanziari	4.048	(5)	4.043
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	86	131	217
Risultato prima delle imposte	**7.217**	**(64)**	**7.153**
Imposte	2.437	(64)	2.373
Risultato delle continuing operations	**4.780**	**-**	**4.780**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)	**4.780**	**-**	**4.780**
Quota di interessenza del Gruppo	3.235	-	3.235
Quota di interessenza di terzi	1.545	-	1.545

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Risultato netto dell'esercizio	**4.780**	**-**	**4.780**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari	(174)	(16)	(190)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	(29)	11	(18)
Variazione di fair value degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	(105)	-	(105)
Variazione della riserva di traduzione	(3.197)	5	(3.192)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici definiti	(188)	-	(188)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	**(3.693)**	**-**	**(3.693)**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio	**1.087**	**-**	**1.087**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo	1.514	-	1.514
- di terzi	(427)	-	(427)

Milioni di euro

	al 31.12.2012	Effetto IFRS 11	Effetto IAS 32	al 01.01.2013 restated	al 31.12.2013	Effetto IFRS 11	Effetto IAS 32	PPA Divisione Energie Rinn.	al 31.12.2013 restated
ATTIVITÀ									
Immobili, impianti e macchinari	83.115	(926)	-	82.189	81.050	(773)	-	(14)	80.263
Investimenti immobiliari	197	-	-	197	181	-	-	-	181
Attività immateriali	20.087	(137)	-	19.950	18.214	(174)	-	15	18.055
Avviamento	15.910	(101)	-	15.809	15.015	(51)	-	3	14.967
Attività per imposte anticipate	6.816	(49)	-	6.767	6.239	(53)	-	-	6.186
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.115	836	-	1.951	647	725	-	-	1.372
Derivati	953	-	-	953	444	-	-	-	444
Attività finanziarie non correnti	4.565	23	-	4.588	5.957	13	-	-	5.970
Altre attività non correnti	800	(19)	-	781	837	(20)	-	-	817
Totale attività non correnti	**133.558**	**(373)**	**-**	**133.185**	**128.584**	**(333)**	**-**	**4**	**128.255**
Rimanenze	3.338	(48)	-	3.290	3.586	(31)	-	-	3.555
Crediti commerciali	11.681	(126)	-	11.555	11.496	(118)	-	-	11.378
Crediti tributari	1.631	(28)	-	1.603	1.735	(26)	-	-	1.709
Derivati	1.718	(1)	507	2.224	2.285	(1)	406	-	2.690
Altre attività finanziarie correnti	7.663	(13)	-	7.650	5.592	15	-	-	5.607
Altre attività correnti	2.300	(19)	-	2.281	2.599	(42)	-	-	2.557
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9.891	(165)	-	9.726	8.030	(157)	-	-	7.873
Totale attività correnti	**38.222**	**(400)**	**507**	**38.329**	**35.323**	**(360)**	**406**	**-**	**35.369**
Attività possedute per la vendita	**317**	**-**	**-**	**317**	**241**	**-**	**-**	**-**	**241**
TOTALE ATTIVITÀ	**172.097**	**(773)**	**507**	**171.831**	**164.148**	**(693)**	**406**	**4**	**163.865**

Milioni di euro

	al 31.12.2012	Effetto IFRS 11	Effetto IAS 32	al 01.01.2013 restated	al 31.12.2013	Effetto IFRS 11	Effetto IAS 32	PPA Divisione Energie Rinn.	al 31.12.2013 restated
Capitale sociale	9.403	-	-	9.403	9.403	-	-		9.403
Altre riserve	8.747		-	8.747	7.084	-	-	-	7.084
Utili e perdite accumulati	17.625		-	17.625	19.454	-	-	-	19.454
Totale patrimonio netto del Gruppo	**35.775**	**-**	**-**	**35.775**	**35.941**	**-**	**-**	**-**	**35.941**
Interessenze di terzi	**16.312**	**(9)**		**16.303**	**16.898**	**(7)**	**-**	**-**	**16.891**
Totale patrimonio netto	**52.087**	**(9)**	**-**	**52.078**	**52.839**	**(7)**	**-**	**-**	**52.832**
Finanziamenti a lungo termine	55.959	(226)	-	55.733	51.113	(208)	-	-	50.905
TFR e altri benefici ai dipendenti	4.542	(21)	-	4.521	3.696	(19)	-	-	3.677
Fondi rischi e oneri quota non corrente	7.336	(80)	-	7.256	6.554	(50)	-		6.504
Passività per imposte differite	11.786	(128)	-	11.658	10.905	(114)	-	4	10.795
Derivati	2.553	(66)	-	2.487	2.257	(41)	-		2.216
Altre passività non correnti	1.151	(8)	-	1.143	1.266	(7)	-	-	1.259
Totale passività non correnti	**83.327**	**(529)**	**-**	**82.798**	**75.791**	**(439)**	**-**	**4**	**75.356**
Finanziamenti a breve termine	3.970	(2)	-	3.968	2.529	(45)	-	-	2.484
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.057	(34)	-	4.023	4.690	(32)	-	-	4.658
Fondi rischi e oneri quota corrente	1.312	(21)	-	1.291	1.493	(26)	-		1.467
Debiti commerciali	13.194	(105)	-	13.089	12.444	(81)	-	-	12.363
Debiti per imposte sul reddito	364	(10)	-	354	308	(22)	-	-	286
Derivati	2.028	(1)	507	2.534	2.535	(1)	406	-	2.940
Altre passività finanziarie correnti	1.110	(5)	-	1.105	1.105	(5)	-		1.100
Altre passività correnti	10.641	(57)	-	10.584	10.394	(35)	-	-	10.359
Totale passività correnti	**36.676**	**(235)**	**507**	**36.948**	**35.498**	**(247)**	**406**	**-**	**35.657**
Passività possedute per la vendita	**7**	**-**	**-**	**7**	**20**	**-**	**-**	**-**	**20**
TOTALE PASSIVITÀ	**120.010**	**(764)**	**507**	**119.753**	**111.309**	**(686)**	**406**	**4**	**111.033**
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	**172.097**	**(773)**	**507**	**171.831**	**164.148**	**(693)**	**406**	**4**	**163.865**

Milioni di euro

	2013	Effetto IFRS 11	2013 restated
Risultato dell'esercizio prima delle imposte	**7.217**	**(63)**	**7.154**
Rettifiche per:			
Ammortamenti e perdite di valore di attività immateriali	1.622	(24)	1.598
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali non correnti	4.790	(92)	4.698
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)	(264)	-	(264)
Accantonamenti ai fondi	1.023	-	1.023
(Proventi)/Oneri finanziari	2.319	3	2.322
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	48	(140)	(92)
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto	*16.755*	*(316)*	*16.439*
Incremento/(Decremento) fondi	(1.884)	(5)	(1.889)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	(249)	(17)	(266)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	(596)	65	(531)
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non	(681)	79	(602)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	(893)	22	(871)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	1.110	165	1.275
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	(3.715)	20	(3.695)
Imposte pagate	(2.606)	-	(2.606)
Cash flow da attività operativa (a)	***7.241***	***13***	***7.254***
- di cui discontinued operations	-	-	-
Investimenti in attività materiali non correnti	(5.350)	39	(5.311)
Investimenti in attività immateriali	(610)	-	(610)
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	(210)	4	(206)
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	1.409	-	1.409
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento	614	1	615
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)	***(4.147)***	***44***	***(4.103)***
- di cui discontinued operations	-	-	-
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	5.336	-	5.336
Rimborsi e altre variazioni nette di debiti finanziari	(9.565)	(54)	(9.619)
Incasso/(Esborsi) per operazioni di cessione/(acquisto) di quote non controlling interest	1.814	-	1.814
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo	(85)	-	(85)
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	(2.044)	-	(2.044)
Cash flow da attività di finanziamento (c)	***(4.544)***	***(54)***	***(4.598)***
- di cui discontinued operations	-	-	-
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (d)	**(426)**	**5**	**(421)**
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c+d)	**(1.876)**	**8**	**(1.868)**
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	9.933	(165)	9.768
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	8.057	(157)	7.900

5

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

2013

- Acquisizione, in data 22 marzo 2013, del 100% di Parque Eólico Talinay Oriente, società operante nella generazione da fonte eolica in Cile;
- acquisizione, in data 26 marzo 2013, del 50% di PowerCrop, società operante nella generazione da biomasse; considerato il controllo congiunto della società con altro operatore, la partecipata è ora consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, in base alle previsioni dell'IFRS 11;
- cessione, in data 8 aprile 2013, del 51% di Buffalo Dunes Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti;
- acquisizione, in data 22 maggio 2013, del 26% delle due società Chisholm View Wind Project e Prairie Rose Wind, entrambe operanti nella generazione eolica negli Stati Uniti e nelle quali il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, a partire da tale data, le due società non sono più consolidate con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 9 agosto 2013, del 70% del capitale di Domus Energia (oggi Enel Green Power Finale Emilia), società operante nella generazione da biomasse;
- acquisizione, in data 31 ottobre 2013, del 100% del capitale di Compañía Energética Veracruz, società operante nello sviluppo di impianti idroelettrici in Perù;
- cessione, in data 13 novembre 2013, della partecipazione del 40% in Artic Russia, con il conseguente deconsolidamento anche delle quota detenuta da quest'ultima in SeverEnergia;
- acquisizione, nei mesi di novembre e dicembre 2013, di nove società (costituenti tre business combination) operanti nello sviluppo di progetti eolici negli Stati Uniti;
- cessione, in data 20 dicembre 2013, della partecipazione residua in Enel Rete Gas, precedentemente consolidata con il metodo del patrimonio netto.

2014

- Perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 49%; pertanto, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- acquisizione, in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perù;

- acquisizione, in data 17 settembre 2014, del 100% del capitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW negli Stati Uniti; nel mese di ottobre 2014 è stata perfezionata la cessione di una quota del 50% della stessa società. Conseguentemente, la società, detenuta in joint venture, è passata a essere valutata con il metodo del patrimonio netto;
- cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa SA, attraverso offerta pubblica di vendita. L'operazione non ha determinato alcuna perdita di controllo;
- nel corso dell'esercizio 2014 sono stati perfezionati accordi per acquisizioni di progetti eolici e solari in Cile, per un ammontare complessivo pari a circa 7 milioni di euro, e di un progetto eolico in Uruguay per 4 milioni di euro;
- cessione, nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in LaGeo, società operante nella generazione da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- cessione, nel mese di dicembre 2014, del 100% del capitale di Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia.

Si segnala inoltre che a seguito di operazioni di riorganizzazione interna al Gruppo, finalizzate al riassetto delle partecipazioni nella Divisione Iberia e America Latina, si sono realizzate alcune variazioni nella quota attribuibile alle interessenze di terzi relativamente ad alcune partecipazioni. In particolare, in data 23 ottobre 2014 Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) ha ceduto a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società interamente controllata) le quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di Enersis) e del 20,3% di Enersis, società capofila delle attività in America Latina. Tale operazione ha fatto sì che il Gruppo aumentasse la propria quota di interessenza in Enersis del 4,81%.

Allocazione definitiva del costo di acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili

A seguito dell'acquisizione del controllo, avvenuta nel 2013, di Parque Eólico Talinay Oriente, società cilena operante nella generazione di energia elettrica da fonte eolica, nel corso del primo trimestre 2014 il Gruppo ha completato il processo di attribuzione del costo di ciascuna transazione alle attività acquisite e alle passività assunte. In particolare, si è proceduto:

- all'adeguamento di valore di alcune attività materiali e immateriali per effetto del completamento del processo di determinazione del relativo fair value;
- alla determinazione degli effetti fiscali sulle rettifiche descritte.

La tabella sottostante sintetizza gli effetti contabili prodotti alle date di acquisizione, unitamente agli effetti di alcune altre acquisizioni minori effettuate dalla stessa Divisione nel primo trimestre 2013 e per le quali la contabilizzazione definitiva è avvenuta nel corso del primo trimestre 2014.

Allocazione definitiva del prezzo di acquisizione

Milioni di euro	Parque Eólico Talinay Oriente	Altre minori
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	126	-
Rettifiche per valutazione al fair value:		
- immobili, impianti e macchinari	(14)	-
- attività immateriali	8	7
- passività per imposte differite	(2)	(2)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**118**	**5**
Valore dell'operazione [1]	126	7
Avviamento	8	2

(1) Inclusi oneri accessori.

Sono di seguito dettagliate le principali operazioni di business combination e le altre rilevanti operazioni di acquisto partecipativo, nonché le attività di riorganizzazione in capo al Gruppo effettuate nell'esercizio 2014.

Aumento della quota di interessenza in Coelce

Nel periodo tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014 la società cilena Enersis ha acquisito, attraverso un'offerta pubblica di acquisto, una quota del 15,16% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già consolidata con il metodo integrale. Si segnala che, in conformità a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised) per tali operazioni su non controlling interest, la differenza tra il prezzo pagato e il valore degli asset acquisiti, precedentemente assegnati alle minoranze, ha trovato contabilizzazione nel patrimonio netto consolidato. Gli effetti dell'operazione sono i seguenti:

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	189
Costo dell'operazione	180
Riserva per operazioni su non controlling interest	9

Acquisizione di Inversiones Gas Atacama

In data 22 aprile 2014 Endesa Chile ha completato l'acquisto da Southern Cross dell'ulteriore quota del 50% nel capitale di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica, ponendo fine al patto parasociale siglato nel mese di agosto 2007 che assicurava ai due soci il controllo congiunto della società. Pertanto, a valle dell'operazione, la società risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è consolidata integralmente anziché secondo il metodo del patrimonio netto. In base a quanto previsto dall'IFRS 3, ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte delle attività nette già possedute sono state rilevate nel Conto economico del periodo. Il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte risulta sostanzialmente completato e l'eccedenza di prezzo, quantificata in 25 milioni di euro, è stata rilevata in via definitiva come avviamento.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	**348**
Rettifiche per valutazione al fair value:	
- attività materiali	70
- passività per imposte differite nette	(38)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**380**
Valore della business combination:	
- valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	174
- rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentente detenuta	29
- costo dell'acquisizione effettuata nel 2014 per cassa	202
Totale	**405**
Avviamento	**25**

Si segnala che il valore dell'avviamento riflette il maggior valore del costo di acquisto rispetto al fair value delle attività nette acquisite, ed è riferibile ai benefici economici futuri derivanti da attività che non possono essere identificate separatamente. Nella seguente tabella sono esposti i fair value definitivi delle attività acquisite, delle passività e passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del 22 aprile 2014.

Situazione contabile Inversiones Gas Atacama alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 22 aprile 2014	Rettifiche per valutazione al fair value effettuate in via definitiva	Valori rideterminati al 22 aprile 2014
Immobili, impianti e macchinari	185	70	255
Rimanenze, crediti commerciali e altri crediti	62	-	62
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	165	-	165
Altre attività correnti e non	32	-	32
Totale attività	**444**	**70**	**514**
Patrimonio netto del Gruppo	**348**	**32**	**380**
Interessenze di terzi	1	-	1
Indebitamento finanziario	41	-	41
Debiti commerciali	38	-	38
Passività per imposte differite e altre passività	16	38	54
Totale patrimonio netto e passività	**444**	**70**	**514**

Aumento della quota di interessenza in Generandes Perú ed Edegel

In base agli accordi stipulati nel mese di aprile del 2014, in data 4 settembre 2014 Enersis, la società cilena capofila delle attività in America Latina, ha perfezionato l'acquisizione del 39% di Generandes Perú, società già controllata per la residua quota del 61% e che a sua volta detiene il 54,2% di Edegel, la società peruviana operante nel settore della generazione di energia elettrica.

Si segnala che, in conformità a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised) per le operazioni effettuate su non controlling interest, la differenza tra il prezzo pagato, pari a 421 milioni di dollari statunitensi (pari a 321 milioni di euro alla data della transazione) e il valore degli asset acquisiti, precedentemente assegnati alle minoranze, è stata iscritta direttamente in un'apposita riserva del patrimonio netto consolidato. Gli effetti dell'operazione sono i seguenti:

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	233
Costo dell'operazione	321
Riserva per operazioni su non controlling interest	(88)

Acquisizione delle partecipazioni in Endesa Latinoamérica e in Enersis da parte di Enel Energy Europe

In data 23 ottobre 2014 si è finalizzato il trasferimento delle partecipazioni detenute da Endesa in Endesa Latinoamérica e in Enersis, rispettivamente del 100% e del 20,3%, a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica.

Enel Iberoamérica, partecipata al 100% da Enel e azionista maggioritario di Endesa (con un 92,06% del suo capitale sociale alla data dell'operazione), ha acquisito il 60,62% della partecipazione che Endesa detiene, direttamente e indirettamente, nel capitale sociale della società cilena Enersis, holding delle società in America Latina. In particolare, la compravendita ha avuto a oggetto (i) il 20,3% delle azioni di Enersis detenute direttamente da Endesa e (ii) il 100% delle azioni di Endesa Latinoamérica (che a sua volta detiene il 40,32% del capitale sociale di Enersis), anch'esse detenute direttamente da Endesa.

Il prezzo complessivo di acquisto è stato di 8.253 milioni di euro ed è stato basato sull'applicazione di procedure e metodologie internazionali di valutazione generalmente accettate in questo tipo di operazioni.

Nel presente Bilancio consolidato, la variazione del perimetro di consolidamento per l'acquisizione del 7,94% del Gruppo Endesa Latinoamérica (che ha comportato indirettamente l'acquisizione del 3,2% del Gruppo Enersis) e del 1,61% del Gruppo Enersis detenuto direttamente da Endesa ha trovato un controvalore teorico pari a 659 milioni di euro (pari alla quota di prezzo versato attribuibile alle interessenze di terzi e inclusivo dei relativi oneri accessori di 4 milioni di euro), generando una differenza negativa tra prezzo di acquisto e relativa porzione di patrimonio netto acquistato pari a 177 milioni di euro. Si segnala che, in conformità a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised) per le operazioni effettuate su non controlling interest, tale importo è stato riportato in una riserva di patrimonio netto. Si riepilogano di seguito gli effetti dell'operazione:

Milioni di euro	
Attività nette acquisite	482
Costo dell'operazione	659
Riserva per operazioni su non controlling interest	177

Cessione della partecipazione in Endesa da parte di Enel Energy Europe attraverso offerta pubblica di vendita (OPV)

In data 21 novembre 2014 si è completata con successo l'of-

ferta pubblica di vendita (OPV) del 21,92% delle azioni di Endesa detenute da Enel Energy Europe.

A seguito di tale OPV la partecipazione detenuta da Enel Energy Europe nel capitale sociale di Endesa si è ridotta dal 92,06% al 70,14%. La cessione ha generato un incasso complessivo di 3.133 milioni di euro che al netto degli oneri accessori netti (di 46 milioni di euro) ammonta a 3.087 milioni di euro. Il risultato economico dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta alle interessenze di terzi, è pari a 2.831 milioni di euro ed è stato allocato in una riserva di patrimonio netto, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

Si riepilogano di seguito gli effetti dell'operazione:

Milioni di euro	
Attività nette cedute	5.918
Prezzo netto complessivo dell'operazione	3.087
Riserva per operazioni su non controlling interest	2.831

Acquisizioni minori della Divisione Energie Rinnovabili

Relativamente alle seguenti operazioni:

- in data 12 maggio 2014 il Gruppo ha perfezionato l'acquisto di un'ulteriore quota del 26% nel capitale di Buffalo Dunes Wind Project; a valle dell'operazione, la società risulta detenuta nella misura del 75% ed è consolidata integralmente anziché con il metodo del patrimonio netto. In base a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised), ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte delle attività nette già posseduta sono state rilevate nel Conto economico del periodo; inoltre, il Gruppo ha anche acquisito il 100% di Aurora Distributed Solar, società operante nello sviluppo di impianti solari, per 15 milioni di euro. Simile operazione è stata poi effettuata nel mese di dicembre 2014 relativamente alle società Geronimo Wind Energy e Trade Wind Energy;
- facendo seguito all'impegno assunto con l'accordo dell'11 luglio 2014 con Sharp, il 22 luglio 2014 Enel Green Power ha acquisito la partecipazione detenuta da Sharp in Enel Green Power & Sharp Solar Energy (adesso Enel Green Power Solar Energy Srl - ESE), joint venture paritetica nata per sviluppare, costruire e gestire impianti fotovoltaici utilizzando i pannelli prodotti dalla fabbrica di 3SUN. Il prezzo per l'acquisizione della quota del 50% e del credito finanziario vantato da Sharp nei confronti di ESE (pari a 25 milioni di euro) è stato complessivamente pari a 30 milioni di euro. Il Gruppo, a seguito di tale acquisizione, ha incrementato la propria partecipazione in ESE, passando dal 50% al 100%. In base a quanto previsto dall'IFRS 3 (Revised), ai fini della sua contabilizzazione tale operazione ricade nella fattispecie di una aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step-up acquisition);
- acquisizione, nel mese di dicembre 2014, di Proyecto Talinay Poniente.

Sintesi acquisizioni Divisione Energie Rinnovabili

Milioni di euro	Buffalo Dunes Wind Project e Aurora Distributed Solar	Enel Green Power Solar Energy	Geronimo Wind Energy e Trade Wind Energy	Proyecto Talinay Poniente
Immobili, impianti e macchinari	334	102		
Attività immateriali	15		62	20
Cassa e disponibilità liquide equivalenti	6	12		
Altre attività correnti e non		11	1	
Interessenze di terzi	(41)			
Indebitamento finanziario lordo	(181)	(122)		
Passività per imposte differite e altre passività	(7)	(1)	(21)	(4)
Attività nette acquisite	**126**	**2**	**42**	**16**
Avviamento	7			
Valore dell'operazione[1]	**133**	**2**	**42**	**16**
Valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	76	5		
Rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	3	(8)		
Costo dell'acquisizione effettuata nel 2014 per cassa	54	5		
Saldo da versare al 31 dicembre 2014			42	16

(1) Inclusi oneri accessori.

Si segnala che per talune business combination è stata effettuata una allocazione provvisoria del costo di acquisizione alle attività nette acquisite; in tale contesto, l'avviamento è stato pertanto iscritto in via provvisoria.

6

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.

Si segnala che, in data 31 luglio 2014, il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, basata su una matrice Divisioni/Geografie e focalizzata sugli obiettivi industriali del Gruppo, con una chiara individuazione di ruoli e responsabilità, al fine di perseguire e mantenere la leadership tecnologica nei settori in cui il Gruppo opera, assicurandone l'eccellenza operativa, e di massimizzare il livello di servizio verso i clienti nei mercati locali. La nuova struttura organizzativa modificherà la struttura del reporting, l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo e, coerentemente, la rappresentazione dei risultati consolidati solo a partire dall'inizio del 2015. Conseguentemente, nel presente Bilancio consolidato, in linea con quanto avvenuto nei periodi precedenti, i risultati per settore di attività sono commentati seguendo il precedente assetto organizzativo e tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach".

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione presente nella Relazione sulla gestione.

Risultati per area di attività del 2014 e del 2013

Risultati 2014 (1)

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	15.116	18.908	3.618	30.412	4.920	2.662	155	75.791
Ricavi intersettoriali	110	3.698	3.748	135	358	259	(8.308)	-
Totale ricavi	**15.226**	**22.606**	**7.366**	**30.547**	**5.278**	**2.921**	**(8.153)**	**75.791**
Totale costi	14.111	21.297	3.387	24.138	4.069	1.059	(8.252)	59.809
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(34)	(146)	-	(115)	(5)	76	(1)	(225)
Ammortamenti	112	520	987	2.517	383	589	96	5.204
Perdite di valore	515	2.183	49	1.214	3.540	228	4	7.733
Ripristini di valore	(1)	(1)	-	(226)	(37)	(3)	1	(267)
Risultato operativo	**455**	**(1.539)**	**2.943**	**2.789**	**(2.682)**	**1.124**	**(3)**	**3.087**
Investimenti	**111**	**285**	**996**	**2.602**	**936**	**1.658**	**113**	**6.701**

(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.

Risultati 2013 restated [1] [2]

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	16.704	18.758	3.669	30.563	5.662	2.281	1.026	78.663
Ricavi intersettoriali	217	4.040	4.029	111	634	488	(9.519)	-
Totale ricavi	**16.921**	**22.798**	**7.698**	**30.674**	**6.296**	**2.769**	**(8.493)**	**78.663**
Totale costi	15.973	21.549	3.690	23.887	4.999	1.011	(9.515)	61.594
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(82)	(165)	-	(148)	(4)	21	-	(378)
Ammortamenti	101	485	977	2.661	482	515	105	5.326
Perdite di valore	403	105	3	420	850	60	10	1.851
Ripristini di valore	-	1	-	(210)	(16)	-	(1)	(226)
Risultato operativo	**362**	**493**	**3.028**	**3.767**	**(23)**	**1.205**	**908**	**9.740**
Investimenti	**99**	**313**	**1.046**	**2.160**	**924**	**1.294** [3]	**84**	**5.920**

(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 sono stati rideterminati (restated) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11.
(3) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2014

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	34	7.048	15.079	35.816	6.702	11.765	527	76.971
Attività immateriali	779	254	122	26.389	912	2.248	158	30.862
Crediti commerciali	3.897	3.300	2.224	3.837	406	440	(2.002)	12.102
Altro	222	2.094	1.488	2.286	497	599	(187)	6.999
Attività operative	**4.932**	**12.696** [1]	**18.913**	**68.328** [3]	**8.517** [4]	**15.052**	**(1.504)**	**126.934**
Debiti commerciali	2.999	3.448	3.363	4.308	748	892	(2.048)	13.710
Fondi diversi	241	1.085	1.807	4.744	2.572	193	698	11.340
Altro	1.939	466	3.615	4.170	1.302	560	(541)	11.511
Passività operative	**5.179**	**4.999** [2]	**8.785**	**13.222**	**4.622** [5]	**1.645**	**(1.891)**	**36.561**

(1) Di cui 347 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 14 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 4.255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 2.790 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2013 restated [1]

Milioni di euro	Mercato	GEM	Infr. e Reti	Iberia e America Latina	Intern.le	Energie Rinnov.	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	39	9.438	15.096	35.474	9.847	10.075	506	80.475
Attività immateriali	775	550	117	27.208	1.888	2.205	281	33.024
Crediti commerciali	4.015	3.061	1.696	3.582	524	364	(1.856)	11.386
Altro	250	2.482	1.251	1.973	460	404	(182)	6.638
Attività Operative	**5.079**	**15.531** [2]	**18.160**	**68.237**	**12.719** [3]	**13.048** [5]	**(1.251)**	**131.523**
Debiti commerciali	3.070	3.578	2.486	3.627	784	750	(1.926)	12.369
Fondi diversi	234	1.197	2.536	4.061	2.742	178	700	11.648
Altro	1.959	729	2.996	4.921	1.119	490	(1.556)	10.658
Passività operative	**5.263**	**5.504**	**8.018**	**12.609**	**4.645** [4]	**1.418** [6]	**(2.782)**	**34.675**

(1) I dati sono stati rideterminati (restated) per effetto del cambiamento, con efficacia retroattiva, del nuovo trattamento contabile IFRS 11, IFRS 32, nonché per effetto della conclusione del processo di allocazione del costo alle attività acquisite e alle passività assunte relativamente all'acquisizione di alcune società della Divisione Energie Rinnovabili. Per maggiori dettagli, si rinvia alla Nota 4.
(2) Di cui 6 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 194 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 26 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(6) Di cui 8 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Totale attività	**166.634**	**163.865**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	872	1.372
Attività finanziarie non correnti	3.645	5.970
Crediti tributari a lungo inclusi in "Altre attività non correnti"	501	476
Attività finanziarie correnti	3.984	5.607
Derivati	6.835	3.134
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	13.088	7.873
Attività per imposte anticipate	7.067	6.186
Crediti tributari	1.547	1.709
Attività finanziarie e fiscali di "Attività possedute per la vendita"	2.161	15
Attività di settore	**126.934**	**131.523**
Totale passività	**115.489**	**111.033**
Finanziamenti a lungo termine	48.655	50.905
Finanziamenti a breve termine	3.252	2.484
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.125	4.658
Passività finanziarie correnti	1.177	1.100
Derivati	7.882	5.156
Passività di imposte differite	9.220	10.795
Debiti per imposte sul reddito	253	286
Debiti tributari diversi	887	963
Passività finanziarie e fiscali di "Passività possedute per la vendita"	2.477	11
Passività di settore	**36.561**	**34.675**

Ricavi

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 73.328 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Vendite energia elettrica	48.062	53.417	(5.355)	-10,0%
Trasporto energia elettrica	9.142	9.612	(470)	-4,9%
Corrispettivi da gestori di rete	783	855	(72)	-8,4%
Contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.857	1.620	237	14,6%
Vendite gas	3.628	3.962	(334)	-8,4%
Trasporto gas	459	490	(31)	-6,3%
Ricavi da vendita di combustibili	5.659	2.635	3.024	114,8%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	843	998	(155)	-15,5%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	1.238	345	893	-
Altre vendite e prestazioni	1.657	1.493	164	11,0%
Totale	**73.328**	**75.427**	**(2.099)**	**-2,8%**

I ricavi da vendita di energia elettrica si attestano a 48.062 milioni di euro (53.417 milioni di euro nel 2013) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 29.933 milioni di euro (31.595 milioni di euro nel 2013), le vendite di energia all'ingrosso per 14.428 milioni di euro (17.314 milioni di euro nel 2013) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 3.701 milioni di euro (4.508 milioni di euro nel 2013). Il decremento è da riferire alle minori quantità vendute sia verso clienti finali sia nel mercato all'ingrosso in ragione del calo della domanda di energia elettrica registrato nei principali Paesi in cui il Gruppo opera.

I ricavi da trasporto di energia elettrica registrano una diminuzione di 470 milioni di euro, sostanzialmente per effetto degli stessi fenomeni precedentemente descritti, mentre quelli relativi al trasporto di gas si attestano a 459 milioni di euro, in diminuzione di 31 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I contributi da Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati hanno registrato un incremento di 237 milioni di euro attribuibili prevalentemente ai maggiori contributi, pari a circa 217 milioni di euro, riconosciuti dal nuovo quadro di riferimento normativo e regolatorio alle società operanti nel territorio non peninsulare spagnolo.

I ricavi da vendita di gas ammontano a 3.628 milioni di euro (3.962 milioni di euro nel 2013) e includono vendite ai clienti finali in Italia per 1.632 milioni di euro e 1.996 milioni di euro verso i clienti finali nel mercato estero.

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 5.659 milioni di euro, includono nel 2014 vendite di gas naturale per 5.536 milioni di euro (2.161 milioni di euro nel 2013), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 123 milioni di euro (474 milioni di euro nel 2013). Il forte incremento rilevato nell'anno è conseguente al trend del mercato che, penalizzando il consumo di combustibili per la generazione di energia elettrica, ha comportato un maggior volume di rivendita di combustibile.

I "Ricavi da vendita di certificati ambientali", infine, registrano un incremento di 893 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle maggiori vendite di certificati ambientali e di diritti di emissione di CO_2.

700

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro	2014	2013 restated
Italia	28.567	32.451
Europa		
Penisola iberica	20.378	20.836
Francia	1.375	1.498
Svizzera	711	707
Germania	3.154	3.245
Austria	4	9
Slovenia	22	20
Slovacchia	1.367	1.406
Romania	1.046	1.152
Grecia	61	82
Bulgaria	8	8
Russia	1.336	1.637
Altri Paesi europei	4.607	2.249
America		
Stati Uniti	455	307
Canada	-	8
Messico	135	129
Brasile	3.100	2.818
Cile	2.820	2.666
Perù	1.034	950
Colombia	2.087	1.930
Argentina	453	650
Altri Paesi sudamericani	158	460
Altri		
Africa	1	-
Asia	449	209
Totale	**73.328**	**75.427**

7.b Altri ricavi e proventi - *Euro 2.463 milioni*

Milioni di euro	2014	2013 restated	2014-2013	
Contributi in conto esercizio	13	25	(12)	-48,0%
Contributi per certificati ambientali	923	822	101	12,3%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	12	48	(36)	-75,0%
Rimborsi vari	132	183	(51)	-27,9%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	292	943	(651)	-69,0%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	82	21	61	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	32	38	(6)	-15,8%
Premio per continuità del servizio	76	96	(20)	-20,8%
Altri ricavi	901	1.060	(159)	-15,0%
Totale	**2.463**	**3.236**	**(773)**	-23,9%

I "Contributi per certificati ambientali", in incremento di 101 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, si riferiscono alle incentivazioni riconosciute agli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili o per attività di efficienza energetica.

I "Rimborsi vari" si riferiscono a rimborsi vari da clienti e for-

nitori per 86 milioni di euro (76 milioni di euro nel 2013) e a risarcimenti assicurativi per 46 milioni di euro (107 milioni di euro nel 2013).
Le plusvalenze da alienazione di società, pari a 292 milioni di euro nel 2014, si riducono di 651 milioni di euro rispetto al periodo precedente, principalmente per effetto dei proventi derivanti dalla cessione di Artic Russia per 964 milioni di euro avvenuta nel 2013. In particolare, le plusvalenze del 2014 si riferiscono principalmente: per 123 milioni di euro alla cessione delle quote detenute in LaGeo (società operante nella generazione di energia elettrica da fonte geotermoelettrica in El Salvador); per 82 milioni di euro all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia a seguito della clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita e per 31 milioni di euro alla cessione del 100% di Enel Green Power France.

I "Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo" ammontano a 82 milioni di euro e si riferiscono all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e passività di pertinenza del Gruppo: dopo la perdita di controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro); e quelle già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo di Inversiones Gas Atacama (29 milioni di euro) e Buffalo Dunes Wind Project (3 milioni di euro).

Il decremento della voce "Altri ricavi" è principalmente relativo al riconoscimento, avvenuto nel 2013, di un contributo governativo concesso alla società di distribuzione argentina Edesur con la *Resolución* n. 250/2013 e inerente al *Mecanismo de Monitoreo de Costos*.

Costi

8.a Energia elettrica, gas e acquisto combustibile - *Euro 36.928 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Energia elettrica	23.317	27.325	(4.008)	-14,7%
Gas	8.388	6.141	2.247	36,6%
Combustibile nucleare	206	202	4	2,0%
Altri combustibili	5.017	5.286	(269)	-5,1%
Totale	**36.928**	**38.954**	**(2.026)**	**-5,2%**

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 4.395 milioni di euro (5.135 milioni di euro nel 2013) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.690 milioni di euro (4.451 milioni di euro nel 2013). Il decremento di tale voce è relativo principalmente ai minori costi per acquisti sulle Borse dell'energia elettrica e sui mercati nazionali ed esteri, connessi essenzialmente al decremento della domanda.

Gli acquisti di "Gas" registrano un incremento di 2.247 milioni di euro sostanzialmente riferibile alle maggiori attività di intermediazione sul mercato dei combustibili, mentre gli acquisti di "Combustibile nucleare" si attestano sugli stessi valori dell'anno precedente.
Gli acquisti di "Altri combustibili" diminuiscono di 269 milioni di euro attestandosi a 5.017 milioni di euro nel 2014.

8.b Costi per servizi e altri materiali - *Euro 17.179 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Vettoriamenti passivi	8.979	9.274	(295)	-3,2%
Manutenzioni e riparazioni	1.301	1.331	(30)	-2,3%
Telefoniche e postali	221	252	(31)	-12,3%
Servizi di comunicazione	115	118	(3)	-2,5%
Servizi informatici	305	264	41	15,5%
Godimento beni di terzi	609	585	24	4,1%
Altri servizi	3.374	3.324	50	1,5%
Altri materiali	2.275	1.550	725	46,8%
Totale	**17.179**	**16.698**	**481**	**2,9%**

I costi per servizi e altri materiali, pari a 17.179 milioni di euro nel 2014, registrano un incremento rispetto all'esercizio 2013 sostanzialmente a seguito dei maggiori costi per acquisti di altri materiali che includono, tra gli altri, la variazione delle scorte dei diritti di emissione di CO_2 e certificati ambientali.

Questa variazione è stata solo in parte compensata dai minori costi per vettoriamenti passivi, connessi al decremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera.

8.c Costo del personale - *Euro 4.864 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Salari e stipendi	3.329	3.368	(39)	-1,2%
Oneri sociali	931	913	18	2,0%
Trattamento di fine rapporto	111	117	(6)	-5,1%
Altri costi per piani a benefici definiti a lungo termine	70	(898)	968	-
Incentivi all'esodo	313	955	(642)	-67,2%
Altri costi	110	100	10	10,0%
Totale	**4.864**	**4.555**	**309**	**6,8%**

Il costo del personale dell'esercizio 2014, pari a 4.864 milioni di euro, registra un incremento di 309 milioni di euro. L'organico del Gruppo diminuisce di 1.381 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.404 risorse), solo parzialmente compensato dall'incremento imputabile alle variazioni di perimetro (+23 risorse).

La variazione della voce "Altri costi per piani a benefici definiti a lungo termine" è sostanzialmente attribuibile alla cessazione del piano di accompagnamento graduale alla pensione, avvenuta in Italia a fine 2013 dato che non vi erano state adesioni allo stesso e che un numero significativo di aventi diritto aveva successivamente aderito agli accordi ex art. 4 della legge n. 92/2012. Per maggiori dettagli sui piani di benefici ai dipendenti, si rinvia alla successiva Nota 33.

Gli "Incentivi all'esodo" nel 2014 ammontano a 313 milioni di euro, al netto dei rilasci, e si riferiscono prevalentemente a un piano di cessazione anticipata e volontaria del rapporto di lavoro introdotto in Spagna e in misura minore a un piano di esodo in Italia, mentre nel 2013 accoglievano in misura

prevalente gli accantonamenti effettuati, sempre in Italia, a fronte dell'applicazione, degli accordi sindacali aziendali finalizzati all'introduzione, in talune società nel Paese, delle disposizioni previste dall'art. 4, commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero").

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 2014.

	Consistenza media [1]		Consistenza [1]	
	2014	2013	2014-2013	al 31.12.2014 [2]
Manager	1.552	1.374	178	1.538
Middle manager	14.263	14.552	(289)	14.399
White collar	38.224	39.833	(1.609)	37.508
Blue collar	16.709	17.224	(515)	15.516
Totale	**70.748**	**72.983**	**(2.235)**	**68.961**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.
(2) Include 4.430 unità riferite al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

8.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 12.670 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Ammortamenti delle attività materiali	4.433	4.520	(87)	-1,9%
Ammortamenti delle attività immateriali	771	806	(35)	-4,3%
Perdite di valore	7.733	1.851	5.882	-
Ripristini di valore	(267)	(226)	(41)	-18,1%
Totale	**12.670**	**6.951**	**5.719**	**82,3%**

Gli ammortamenti registrano nel 2014 un decremento di 122 milioni di euro (complessivamente tra attività materiali e immateriali) in parte riferibili all'estensione della vita utile effettuata a fine 2013 sugli impianti nucleari e termoelettrici in Spagna e Slovacchia.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Perdite di valore				
Immobili, impianti e macchinari	2.886	159	2.727	-
Investimenti immobiliari	18	12	6	50,0%
Attività immateriali	744	46	698	-
Avviamento	194	745	(551)	-74,0%
Crediti commerciali	997	862	135	15,7%
Attività possedute per la vendita	2.878	14	2.864	-
Altre attività	16	13	3	23,1%
Totale perdite di valore	**7.733**	**1.851**	**5.882**	-
Ripristini di valore				
Immobili, impianti e macchinari	3	6	(3)	-50,0%
Crediti commerciali	250	216	34	15,7%
Altre attività	14	4	10	-
Totale ripristini di valore	**267**	**226**	**41**	**18,1%**

La voce "Perdite di valore" aumenta di 5.882 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

Relativamente alle perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari, queste si riferiscono principalmente:

- agli impianti di generazione termoelettrica in Italia per 2.096 milioni di euro, a seguito del perdurare del contesto di crisi economica nel Paese e in considerazione dei negativi riflessi della stessa sul settore della generazione elettrica da fonti tradizionali. Si precisa che il modello utilizzato ai fini di tale test è quello di analisi Discounted Cash Flow (DCF), nella versione unlevered e applicata a valori pre-imposte, secondo un orizzonte temporale basato su un periodo esplicito di cinque anni, più un valore terminale calcolato come rendita perpetua con crescita stabile, e che le assunzioni relative al tasso di crescita e al tasso di sconto sono state effettuate in analogia a quelle delle altre CGU. In particolare, il tasso di crescita è stato determinato sulla base delle previsioni medie della domanda elettrica nel medio-lungo periodo, ed è stato fissato nella misura dell'1,1%, mentre il tasso di sconto è stato determinato come WACC *ante* imposte ed è risultato pari all'8,8%;
- agli impianti di generazione in Russia per 205 milioni di euro, per effetto delle previsioni dello scenario di mercato nel Paese. I parametri utilizzati per l'impairment test sono gli stessi identificati per la CGU Enel Russia commentati nella successiva Nota 18;
- ai beni in leasing in Slovacchia, e in particolare all'impianto idroelettrico di Gabčíkovo, per 103 milioni di euro a seguito della rinegoziazione che ha comportato una anticipazione al 2015 della scadenza del contratto, originariamente prevista per il 2036. Tale svalutazione è stata rilevata anticipatamente rispetto alla data in cui è stata definitivamente confermata la volontà da parte del management di continuare con il progetto di cessione degli asset slovacchi e, pertanto, non concorre all'ammontare delle perdite rilevate sulle attività possedute per la vendita all'atto della loro valutazione ai sensi dell'IFRS 5;
- agli immobili, impianti e macchinari di Enel Green Power Hellas per 91 milioni di euro.

Le perdite di valore su attività immateriali, pari a 744 milioni di euro, si riferiscono prevalentemente a:

- i diritti di acqua detenuti da Endesa Chile per lo sfruttamento di alcuni fiumi nella regione di Aysén per 589 milioni di euro; la svalutazione è stata rilevata a seguito dell'incertezza nella prosecuzione del progetto a seguito di alcuni vincoli legali e procedurali;
- concessioni e diritti similari di Enel Green Power Hellas per 55 milioni di euro;
- alcune concessioni minori in Portogallo (HidroMondego per 35 milioni di euro) e Spagna (Distribuidora Eléctrica del Puerto de la Cruz per 31 milioni di euro).

Le perdite di valore sull'avviamento sono state rilevate a esito degli impairment test e sono dettagliate nella Nota 18.

Infine, le perdite di valore rilevate sulle attività possedute per la vendita, pari a 2.878 milioni di euro, si riferiscono alle attività materiali e all'avviamento iscritti su Slovenské elektrárne. La perdita di valore è stata determinata sulla base delle offerte non binding finora pervenute al fine di allineare il valore di tali asset al presumibile valore di realizzo della partecipazione, al netto dei costi per la transazione.

8.e Altri costi operativi - *Euro 2.362 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Accantonamenti per rischi e oneri diversi	66	80	(14)	-17,5%
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	341	335	6	1,8%
Oneri di sistema - Titoli di Efficienza Energetica	105	295	(190)	-64,4%
Oneri di sistema - Certificati verdi	144	270	(126)	-46,7%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	21	40	(19)	-47,5%
Imposte e tasse	1.275	1.466	(191)	-13,0%
Altri	410	335	75	22,4%
Totale	**2.362**	**2.821**	**(459)**	**-16,3%**

Gli altri costi operativi, pari a 2.362 milioni di euro, registrano un decremento di 459 milioni di euro, principalmente per effetto dei minori oneri per Titoli di Efficienza Energetica per 190 milioni di euro e di minori costi di acquisto di certificati verdi per 126 milioni di euro. A tali fattori si aggiunge il decremento delle imposte e tasse del periodo per 191 milioni di euro sostanzialmente riferito alle imposte a sostegno di programmi pubblici aventi finalità sociali. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dall'aumento degli altri costi operativi, prevalentemente riferiti al business elettrico spagnolo.

8.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.524) milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Personale	(719)	(713)	(6)	-0,8%
Materiali	(391)	(365)	(26)	-7,1%
Altri	(414)	(356)	(58)	-16,3%
Totale	**(1.524)**	**(1.434)**	**(90)**	**-6,3%**

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 719 milioni di euro a costi del personale e per 391 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 713 milioni di euro e 365 milioni di euro nell'esercizio 2013).

9. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - *Euro (225) milioni*

Gli oneri netti derivanti da contratti su commodity valutati al fair value ammontano a 225 milioni di euro per l'effetto contrapposto degli oneri netti sulle valutazioni dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2014 per 268 milioni di euro (114 milioni di euro nel 2013) e dei proventi netti realizzati sulle posizioni chiuse nel corso dell'esercizio per 43 milioni di euro (264 milioni di euro di oneri netti nel 2013).

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Proventi				
Totale proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	4.455	1.815	2.640	-
Totale proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	3.793	3.966	(173)	-4,4%
Totale proventi	**8.248**	**5.781**	**2.467**	**42,7%**
Oneri				
Totale oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(4.723)	(1.929)	(2.794)	-
Totale oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(3.750)	(4.230)	480	-11,3%
Totale oneri	**(8.473)**	**(6.159)**	**(2.314)**	**37,6%**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	**(225)**	**(378)**	**153**	**-40,5%**

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro 1.162 milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Proventi da strumenti derivati:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	1.532	232	1.300	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	468	454	14	3,1%
- proventi da derivati di fair value hedge	78	70	8	11,4%
Totale proventi da strumenti derivati	**2.078**	**756**	**1.322**	-
Oneri da strumenti derivati:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	434	803	(369)	-46,0%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	476	397	79	19,9%
- oneri da derivati di fair value hedge	6	10	(4)	-40,0%
Totale oneri da strumenti derivati	**916**	**1.210**	**(294)**	**-24,3%**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**1.162**	**(454)**	**1.616**	-

I proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge ammontano a 1.098 milioni di euro mentre i derivati al fair value con impatto a Conto economico fanno registrare un impatto negativo pari a 8 milioni di euro.
Il saldo della gestione dei derivati di fair value hedge registra invece un saldo positivo pari a 72 milioni di euro.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 43 "Derivati e hedge accounting".

11. Altri Proventi/(Oneri) finanziari netti - *Euro (4.292) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	43	57	(14)	-24,6%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	217	292	(75)	-25,7%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**260**	**349**	**(89)**	**-25,5%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati a fair value through profit or loss	6	3	3	-
Differenze positive di cambio	529	846	(317)	-37,5%
Proventi da partecipazioni	4	86	(82)	-95,3%
Altri proventi	449	409	40	9,8%
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	1.248	1.693	(445)	-26,3%

Gli altri proventi finanziari, pari a 1.248 milioni di euro, registrano un decremento di 445 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale riduzione si riferisce:

- al decremento delle differenze positive di cambio che risentono in principal modo dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro;
- alla diminuzione dei proventi da partecipazioni, pari nel 2014 a 4 milioni di euro (86 milioni di euro nel 2013). Il decremento è principalmente dovuto ai risultati positivi ottenuti nel 2013 mediante le cessioni di Medgaz (64 milioni di euro) ed Endesa Gas T&D (12 milioni di euro);
- al calo degli interessi attivi al tasso effettivo per 89 milioni di euro, prevalentemente riferibili a depositi.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento di 40 milioni di euro degli altri proventi, che includono l'effetto derivante dalla rinegoziazione del contratto di leasing finanziario dell'impianto idroelettrico slovacco di Gabčíkovo, che ha comportato una anticipazione al 2015 della scadenza del contratto, originariamente prevista per il 2036.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	360	543	(183)	-33,7%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.476	2.170	306	14,1%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	116	107	9	8,4%
Totale interessi passivi	**2.952**	**2.820**	**132**	**4,7%**
Oneri finanziari su titoli classificati a fair value through profit or loss	-	-	-	-
Differenze negative di cambio	1.814	580	1.234	-
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	197	161	36	22,4%
Attualizzazione altri fondi	200	202	(2)	-1,0%
Oneri da partecipazioni	3	7	(4)	-57,1%
Altri oneri	374	273	101	37,0%
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	5.540	4.043	1.497	37,0%

Gli altri oneri finanziari, pari a 5.540 milioni di euro, evidenziano un incremento complessivo di 1.497 milioni di euro rispetto al 2013. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

> incremento degli interessi passivi, sostanzialmente a fronte di un indebitamento finanziario lordo più alto rispetto al 2013;

> incremento delle differenze negative di cambio per 1.234 milioni di euro da attribuire al deprezzamento dell'euro nei confronti delle altre valute in cui sono stati emessi i prestiti obbligazionari. Tale effetto è essenzialmente compensato dall'aumento dei proventi su derivati di cash flow hedge su cambi;

> gli altri oneri del 2014, pari a 374 milioni di euro (273 milioni di euro nel 2013) risentono dell'effetto del ripristino di valore del credito effettuato nel 2013 e relativo al National Nuclear Fund slovacco (pari a 66 milioni di euro), e dell'adeguamento negativo delle attività finanziarie (92 milioni di euro) relative ai servizi in concessione a seguito della revisione tariffaria per le società brasiliane Ampla e Coelce avvenuta nel corso del 2014.

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (35) milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Proventi da partecipazione in società collegate	229	306	(77)	-25,2%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(87)	(89)	2	-2,2%
Perdite di valore	(177)	-	(177)	-
Totale	**(35)**	**217**	**(252)**	-

La quota di proventi e oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto al 31 dicembre 2014 è in decremento, rispetto all'anno precendente, di 252 milioni di euro. Tali effetti sono sostanzialmente riconducibili alla perdita di valore rilevata sulla partecipazione in Centrales Hidroeléctricas de Aysén (a seguito dell'incertezza autorizzativa sullo sviluppo del progetto di costruzione di una centrale idroelettrica in Cile) e agli effetti degli impairment test rilevati sulla CGU Enel Green Power Hellas relativamente alle partecipazioni a equity method denominate "Elica 2", in seguito al perdurare del contesto economico negativo.

13. Imposte - *Euro (850) milioni*

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Imposte correnti	1.968	2.371	(403)	-17,0%
Rettifiche per Imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(119)	(177)	58	-32,8%
Totale imposte correnti	**1.849**	**2.194**	**(345)**	**-15,7%**
Imposte differite/(anticipate)	(2.699)	179	(2.878)	-
TOTALE	**(850)**	**2.373**	**(3.223)**	-

Le imposte dell'esercizio 2014 risultano negative per 850 milioni di euro mentre nel 2013 erano pari a 2.373 milioni di euro.

Tale variazione è dovuta per 3.018 milioni di euro al minor carico derivante dalla fiscalità differita rispetto all'esercizio precedente, e principalmente:

> al riconoscimento di imposte differite attive per 1.392 milioni di euro sorte in capo a Enel Iberoamérica (già Enel

Energy Europe) a seguito della distribuzione di dividendi relativi alle operazioni straordinarie che hanno interessato Endesa nell'ultimo trimestre 2014;

> al beneficio fiscale differito iscritto a fronte delle svalutazioni su attività materiali e immateriali diverse dall'avviamento e rilevate a seguito di risultati dei test di impairment svolti alla chiusura dell'esercizio;

> all'effetto sulla fiscalità differita della variazione delle aliquote fiscali che ha comportato un beneficio netto pari a 138 milioni di euro, così dettagliato:

- minori imposte in Spagna per 747 milioni di euro per effetto dalla riduzione di aliquota prevista dal Governo spagnolo a dicembre 2014 passando dall'attuale 30% al 28% nel 2015 e al 25% nel 2016;
- minori imposte in Perù per 69 milioni di euro a seguito della riduzione dell'aliquota dall'attuale 30% al 26% progressivamente fino al 2019;
- maggiori imposte per 288 milioni di euro in Cile a fronte dell'aumento dell'aliquota in forma progressiva dal 20% al 27%;
- maggiori imposte in Colombia per 24 milioni di euro a seguito dell'incremento temporaneo dell'aliquota d'imposta dal 34% al progressivo 43% fino al 2018;
- maggiori imposte per 366 milioni di euro da riferire all'adeguamento della fiscalità differita in Italia a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), sancita al termine di un procedimento amministrativo pendente da anni.

Con riferimento a quest'ultimo evento, si evidenzia che, con sentenza n. 10 dell'11 febbraio 2015, la Corte Costituzionale ha infatti dichiarato l'illegittimità costituzionale della "Robin Hood Tax", sulla scorta delle seguenti principali motivazioni:

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

La Corte ha, inoltre, precisato che gli effetti della dichiarazione di illegittimità costituzionale decorrono dal giorno successivo alla pubblicazione della sentenza sulla Gazzetta Ufficiale. Pertanto, ai fini del presente bilancio le imposte differite sono state calcolate in base all'aliquota applicabile all'atto del previsto riversamento (esclusa l'addizionale Robin Hood Tax).

Con riferimento alle imposte correnti, invece, le principali variazioni rispetto all'esercizio precedente sono imputabili:

> al beneficio derivante dalla riduzione dal 10,5% al 6,5% della aliquota relativa all'addizionale IRES applicabile nel 2014 a talune società italiane;

> all'effetto delle perdite sugli avviamenti iscritti nel 2014 e nel 2013 senza un corrispondente beneficio fiscale.

Nella tabella che segue viene presentata la riconciliazione del tasso teorico d'imposizione fiscale con l'effettiva incidenza sul risultato. Si segnala che le imposte dell'esercizio stimate sulle società estere nel 2014, comprensive dell'effetto della fiscalità differita, sono negative per 1.885 milioni di euro (861 milioni di euro nell'esercizio 2013).

Milioni di euro

	2014	2013 restated
Risultato *ante* imposte	(78)	7.153
Imposte teoriche	(21)	1.967
Effetto fiscale teorico su perdite di valore su avviamenti	245	205
Credito fiscale emergente dalla distribuzione dei dividendi di Endesa	(1.392)	-
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	(146)	-
Addizionale IRES (decreto legge n. 112/2008)	188	353
IRAP	320	336
Altre differenze, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(44)	(488)
Totale	**(850)**	**2.373**

14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio 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).

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	517	3.235	(2.718)	-84,0%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	517	3.235	(2.718)	-84,0%
Numero di azioni ordinarie	9.403.357.795	9.403.357.795	-	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,05	0,34	(0,30)	-87,2%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,05	0,34	(0,30)	-86,9%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

Si segnala che i piani di stock option per il top management attualmente in essere potrebbero potenzialmente diluire l'utile base per azione in futuro. Per maggiori informazioni su tali piani, si rimanda all'apposito paragrafo delle presenti Note.

Tra la data di chiusura del bilancio e la data di pubblicazione dello stesso non sono tuttavia avvenuti eventi od operazioni che abbiano cambiato il numero delle azioni ordinarie o delle potenziali azioni ordinarie in circolazione a fine esercizio.

15. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 73.089 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2014 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali
Costo storico	561	11.084	147.619	442
Fondo ammortamento	-	5.685	83.518	352
Consistenza al 31.12.2013 restated	**561**	**5.399**	**64.101**	**90**
Investimenti	6	109	1.189	18
Passaggi in esercizio	35	299	2.969	2
Differenze di cambio	(2)	(300)	(333)	-
Variazioni perimetro di consolidamento	10	(10)	14	-
Dismissioni	-	(16)	(26)	(1)
Ammortamenti	-	(191)	(4.036)	(19)
Perdite di valore	(32)	(721)	(1.636)	(7)
Ripristini di valore	-	-	3	-
Altri movimenti	(5)	42	150	-
Rimisurazione al fair value a seguito di modifica nel controllo	-	-	50	-
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(15)	(802)	(1.525)	(9)
Totale variazioni	**(3)**	**(1.590)**	**(3.181)**	**(16)**
Costo storico	558	8.711	144.890	386
Fondo ammortamento	-	4.902	83.970	312
Consistenza al 31.12.2014	**558**	**3.809**	**60.920**	**74**

712

Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	**Totale**
1.414	1.179	**284**	8.764	171.347
1.133	215	181	-	91.084
281	**964**	**103**	**8.764**	**80.263**
46	13	7	4.631	6.019
47	(1)	38	(3.389)	-
(1)	7	-	(202)	(831)
1	43	4	330	392
(4)	-	(1)	(12)	(60)
(92)	(54)	(23)	-	(4.415)
(4)	(105)	-	(381)	(2.886)
-	-	-	-	3
29	-	3	208	427
-	-	-	-	50
(13)	(2)	-	(3.507)	(5.873)
9	**(99)**	**28**	**(2.322)**	**(7.174)**
1.332	1.092	332	6.442	163.743
1.042	227	201	-	90.654
290	**865**	**131**	**6.442**	**73.089**

FB

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.269 milioni di euro (9.864 milioni di euro al 31 dicembre 2013), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica nella Penisola iberica e America Latina per 4.820 milioni di euro (5.120 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.027 milioni di euro (3.170 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva Nota 15.2.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2014 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.019 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2013 di 712 milioni di euro.

Milioni di euro

	2014	2013 restated
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	884	732
- idroelettrici	656	553
- geotermoelettrici	169	226
- nucleare	787	722
- con fonti energetiche alternative	1.256	928
Totale impianti di produzione	**3.752**	**3.161**
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.115	2.012
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	152	134
TOTALE	**6.019**	**5.307**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.752 milioni di euro, con un incremento di 591 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative e da fonte idroelettrica realizzati dalla Divisione Energie Rinnovabili, nonché dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonte termoelettrica convenzionale e nucleare all'estero.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.115 milioni di euro e risultano in incremento di 103 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è riferibile essenzialmente ai maggiori investimenti sulla rete elettrica a media e bassa tensione realizzati in Spagna.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2014 si riferiscono principalmente all'acquisizione del controllo della società cilena Inversiones Gas Atacama operante nel traporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica (255 milioni di euro), della società Buffalo Dunes Wind Project operante nella generazione eolica (334 milioni di euro), nonché ad altre acquisizioni minori realizzate dalla Divisione Energie Rinnovabili. Tali effetti sono parzialmente compensati (62 milioni di euro) dalla modifica nel controllo della società SE Hydropower, in base agli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della stessa, che ha comportato il cambio del metodo di consolidamento della società da integrale a joint operation, e dalla cessione, in data 18 dicembre 2014, della controllata Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia (230 milioni di euro).

Le "Perdite di valore" sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 2.886 milioni di euro; per le analisi di dettaglio di rinvia alla Nota 8.d.

La "Rimisurazione al fair value a seguito di modifica nel controllo", pari a 50 milioni di euro, si riferisce esclusivamente agli impianti idroelettrici di SE Hydropower, rivalutati limitatamente alla quota riferibile all'interessenza già detenuta a seguito della perdita del controllo da parte del Gruppo in tale società e prima della loro riclassifica alla voce "Attività possedute per la vendita".

Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 196 milioni di euro (128 milioni di euro nel 2013), dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro

	2014	Tasso %	2013 restated	Tasso %	2014-2013	
Enel Green Power	59	4,8%	36	4,7%	23	39,0%
America Latina	75	14,8%	45	12,8%	30	40,0%
Europa orientale	41	2,6%	31	2,7%	10	24,4%
Iberia	6	3,0%	3	3,1%	3	50,0%
Italia	15	5,0%	13	5,5%	2	13,3%
Totale	**196**		**128**		**68**	**34,7%**

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce sostanzialmente agli immobili impianti e macchinari delle società Slovenské elektrárne, SE Hydropower e di altre società minori, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

Al 31 dicembre 2014, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 501 milioni di euro.

15.1 Infrastrutture comprese nell'IFRIC 12 - *"Accordi per servizi in concessione"*

Gli accordi per servizi in concessione, rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica in Brasile.

Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	**Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2014**	**Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2014**
Ampla Energia e Serviços	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	12 anni	Sì	425	1.033
Companhia Energética do Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	13 anni	Sì	244	905
Totale							**669**	**1.938**

Il valore dei beni al termine della concessione classificati tra le attività finanziarie è valutato al fair value. Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota 45 "Attività misurate al fair value".

HS

15.2 Leasing

Il Gruppo, in veste di locatario, è titolare di una serie di contratti di leasing finanziario. In particolare, essi sono relativi ad alcuni beni che il Gruppo utilizza in Spagna, Francia, Grecia, Italia e America Latina. In Spagna questi si riferiscono a un contratto di "tolling" della durata di 25 anni, la cui analisi ai sensi dell'IFRIC 4 ha portato all'identificazione di un contratto di locazione finanziaria in esso contenuto, secondo il quale Endesa ha a disposizione la capacità di generazione di un impianto a ciclo combinato per il quale il toller Elecgas si impegna a trasformare il gas in energia elettrica fornita in cambio di un pedaggio remunerato a un tasso del 9,62%. Gli altri contratti di leasing riguardano impianti eolici che il Gruppo utilizza in Italia (con una durata di 18 anni, scadenza nel periodo 2030-2031 e un tasso di sconto compreso in un range tra il 4,95% e il 5,5%).
In America Latina i beni si riferiscono a un contratto di leasing di linee e impianti di trasmissione elettrica (Raico-Charrúa), con una durata residua di nove anni e con un tasso del 6,5%, a un contratto di leasing per impianti a ciclo combinato (Talara) della durata di nove anni e un tasso fisso del 5,8%, nonché ad alcuni impianti a ciclo combinato in Perù (durata residua di due anni e fruttiferi di interessi a un tasso variabile).

Il valore contabile dei beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario è dettagliato nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2014	2013 restated	2014-2013	
Immobilizzazioni materiali	865	964	(99)	-10,3%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
Totale	**865**	**964**	**(99)**	**-10,3%**

Nella seguente tabella viene rappresentata la riconciliazione tra il totale dei pagamenti minimi futuri e il loro valore attuale, distinti per scadenza.

Milioni di euro	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri
	al 31.12.2014		al 31.12.2013	
Periodi:				
- 2015	102	62	126	77
- 2016-2019	398	250	461	295
- oltre il 2019	750	526	994	698
Totale	**1.250**	**838**	**1.581**	**1.070**
Oneri finanziari	(412)		(511)	
Valore attuale dei pagamenti minimi previsti	**838**		**1.070**	

Il Gruppo, sempre in veste di locatario, è inoltre titolare di alcuni contratti di leasing operativo, relativi all'utilizzo di alcuni beni di terzi per finalità industriali, i cui canoni di locazione sono rilevati a Conto economico nella voce "Servizi e altri materiali" e ammontano a 274 milioni di euro.

I costi per leasing operativi sono dettagliati nella tabella seguente, che evidenzia una spaccatura tra pagamenti minimi dovuti, canoni potenziali e pagamenti per attività di subleasing.

Milioni di euro

	2014
Pagamenti minimi	2.323
Canoni potenziali	-
Pagamenti per subleasing	27
Totale	**2.350**

416

I pagamenti minimi futuri dovuti dal Gruppo per i leasing operativi sono dettagliati, in base alla scadenza, nella successiva tabella.

Milioni di euro	
Periodi:	
- entro 1 anno	265
- tra 1 e 5 anni	1.000
- oltre 5 anni	1.058
Totale	2.323

16. Investimenti immobiliari - *Euro 143 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2014 ammontano a 143 milioni di euro con un decremento nell'esercizio di 38 milioni di euro.

Milioni di euro	
	2014
Costo storico	209
Fondo ammortamento	28
Consistenza al 31.12.2013 restated	**181**
Investimenti	2
Passaggi in esercizio	-
Differenze di cambio	(2)
Variazioni perimetro di consolidamento	5
Ammortamenti	(8)
Perdite di valore	(18)
Ripristini di valore	-
Altri movimenti	(16)
Rimisurazione al fair value a seguito di modifica nel controllo	-
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	(1)
Totale variazioni	**(38)**
Costo storico	173
Fondo ammortamento	30
Consistenza al 31.12.2014	143

Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna e Cile, sui quali non sussistono restrizioni sulla realizzabilità degli investimenti o sulla rimessa dei proventi e incassi connessi alla dismissione. Inoltre si precisa che il Gruppo non ha obbligazioni contrattuali per l'acquisizione, la costruzione o lo sviluppo degli investimenti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie.
Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda ai paragrafi 45 "Attività misurate al fair value" e 45.1 "Attività con indicazione del fair value".

17. Attività immateriali - *Euro 16.612 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativi all'esercizio 2014 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	Totale
Costo storico	46	2.515	15.871	3.671	1.626	494	24.223
Fondo ammortamento	16	2.045	1.324	1.653	1.130	-	6.168
Consistenza al 31.12.2013 restated	**30**	**470**	**14.547**	**2.018**	**496**	**494**	**18.055**
Investimenti	5	133	15	244	28	255	680
Passaggi in esercizio	-	162	4	-	26	(192)	-
Differenze di cambio	-	(3)	(140)	27	18	14	(84)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	(274)	-	5	90	(179)
Dismissioni	-	-	-	-	(8)	(1)	(9)
Ammortamenti	(6)	(274)	(182)	(202)	(101)	-	(765)
Perdite di valore	-	(1)	(624)	(20)	(61)	(38)	(744)
Altri movimenti	(20)	24	(2)	(129)	13	2	(112)
Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	-	(7)	(221)	-	-	(2)	(230)
Totale variazioni	**(21)**	**34**	**(1.424)**	**(80)**	**(80)**	**128**	**(1.443)**
Costo storico	26	2.735	14.515	3.774	1.656	622	23.328
Fondo ammortamento	17	2.231	1.392	1.836	1.240	-	6.716
Consistenza al 31.12.2014	**9**	**504**	**13.123**	**1.938**	**416**	**622**	**16.612**

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.

Nella tabella che segue sono esposti gli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2014	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito		5.679	5.673
Codensa	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito		1.874	1.839
Chilectra	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito		1.641	1.667
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito		654	548
Enel Distributie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	39 anni	Sì	160	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.848 milioni di euro (9.995 milioni di euro al 31 dicembre 2013) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.679 milioni di euro), Colombia (1.874 milioni di euro), Cile (1.641 milioni di euro) e Perù (654 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile a oggi una data di scadenza all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna delle concessioni di distribuzione di energia elettrica sono sufficienti a recuperare il valore dei beni immateriali. Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla Nota 22.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2014 si riferisce principalmente alle modifiche nel controllo della società SE Hydropower in considerazione degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della stessa (276 milioni di euro); tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalle variazioni di perimetro positive connesse ad alcune acquisizioni della Divisione Energie Rinnovabili.
Le "Perdite di valore" ammontano nel 2014 a 744 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 8.d.

La "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" si riferisce sostanzialmente alla concessione intestata a SE Hydropower che, in ragione delle decisioni assunte dal management, rientra nel perimetro di attività da classificare in tale voce secondo l'IFRS 5.

Al 31 dicembre 2014 l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività immateriali è pari a 13 milioni di euro.

18. Avviamento - *Euro 14.027 milioni*

L'"Avviamento" è pari a 14.027 milioni di euro con un decremento nell'esercizio di 940 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated			Variaz. perim.	Differ. cambio
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto		
Endesa	10.999	(2.392)	8.607	-	-
America Latina	3.260	-	3.260	25	-
Enel Russia	1.119	(856)	263	-	(103)
Gruppo Enel Green Power [1]	960	(85)	875	(23)	53
Slovenské elektrárne [2]	697	-	697	-	-
Enel Energia	579	-	579	-	-
Enel Distributie Muntenia	547	-	547	-	(1)
Enel Energie Muntenia	113	-	113	-	-
Nuove Energie	26	-	26	-	-
Enel Stoccaggi	1	(1)	-	-	-
Totale	**18.301**	**(3.334)**	**14.967**	**2**	**(51)**

(1) Include Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Panama, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria, Enel Green Power Italia e altre minori.
(2) Classificata come "Attività posseduta per la vendita" al 31 dicembre 2014.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" si riferisce principalmente all'acquisizione del controllo delle società Buffalo Dunes Wind Project (7 milioni di euro) e Inversiones Gas Atacama (25 milioni di euro); tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla cessione della controllata Enel Green Power France (29 milioni di euro).
Le "Perdite di valore" sono rilevate a seguito degli esiti degli impairment test, come dettagliato in seguito.

La colonna "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" accoglie la riclassifica del goodwill riferito alla CGU Slovenské elektrárne, che in ragione delle decisioni assunte dal management risponde ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

I criteri adottati per l'identificazione delle cash generating unit (CGU) si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, essenzialmente sulla natura specifica del business di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e tenendo conto anche dell'organizzazione aziendale nonché del livello di analiticità della reportistica monitorata dal management.
La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli Discounted Cash Flow, che prevedono la stima dei 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.
I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e desumibili:

- per il periodo esplicito, dal piano industriale quinquennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che nel precedente esercizio l'orizzonte temporale preso a riferimento per la predisposizione del piano industriale era pari a 10 anni; la modifica è frutto dell'allineamento alle best practice internazionali in materia. In particolare, il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test varia in funzione delle specificità e dei cicli economici dei business relativi alle diverse CGU sottoposte a tale procedura. Tali differenze di durata sono generalmente definite in base ai diversi tempi medi di realizzazione delle opere

720

Perdite di valore	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	al 31.12.2014		
		Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
-	-	10.999	(2.392)	8.607
-	-	3.285	-	3.285
(160)	-	1.016	(1.016)	-
(34)	-	990	(119)	871
-	(697)	-	-	-
-	-	579	-	579
-	-	546	-	546
-	-	113	-	113
-	-	26	-	26
-	-	1	(1)	-
(194)	**(697)**	**17.555**	**(3.528)**	**14.027**

e di messa in esercizio degli investimenti caratteristici degli specifici business che compongono le CGU (generazione convenzionale, nucleare, rinnovabile, distribuzione ecc.);

- per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stato stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, a eccezione di quanto indicato successivamente.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC e tasso di crescita di lungo periodo, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

721

Di seguito vengono riportati la composizione del saldo dei principali avviamenti per società a 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	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
	al 31.12.2014				
Endesa - Penisola iberica [4]	8.607	1,92%	7,92%	5 anni	Perpetuità
Endesa - America Latina	3.285	2,67%	8,48%	5 anni	Perpetuità
Enel Russia	-	0,97%	14,99%	5 anni	Perpetuità
Slovenské elektrárne	-	-	-	-	-
Enel Romania [5]	659	2,07%	7,90%	5 anni	Perpetuità
Enel Energia	579	0,13%	11,98%	5 anni	15 anni
Enel Green Power España	404	2,00%	7,90%	5 anni	13 anni
Enel Green Power Latin America	308	3,45%	8,53%	5 anni	22 anni
Enel Green Power North America	117	2,17%	7,46%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Hellas	-	-	18,69%	5 anni	21 anni
Nuove Energie	26	0,29%	8,98%	10 anni	16 anni
Enel Green Power Italia	24	2,00%	8,15%	5 anni	Perpetuità/14 anni [6]
Enel Green Power France	-	-	-	-	-
Enel Green Power Romania	13	2,07%	8,26%	5 anni	15 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	2,50%	8,27%	5 anni	17 anni
Enel Green Power South Africa	-	-	-	-	-

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) Il WACC pre-tax calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.
(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita 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) Il valore del terminal value di Enel Green Power Italia è stato stimato attraverso una rendita perpetua per gli impianti idroelettrici e geotermici e attraverso una rendita attesa annua a rendimento crescente di lunghezza pari a 14 anni per le altre tecnologie (eolico, solare, biomasse).

Al 31 dicembre 2014, dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill, sono emerse alcune perdite di valore di seguito evidenziate:

- 365 milioni di euro sulla CGU Enel Russia (già Enel OGK-5), dei quali 160 milioni di euro attribuiti al goodwill e la restante parte allocata agli asset di generazione, la cui origine è da riferire alla contrazione prevista nella stima dei flussi reddituali futuri in seguito al perdurare dei segnali di rallentamento della crescita economica e alla conseguente contrazione nelle previsioni di crescita dei prezzi a medio termine;
- 269 milioni di euro sulla CGU Enel Green Power Hellas, dei quali 34 milioni di euro attribuiti al goodwill e la restante parte allocata tra gli asset di generazione, le concessioni e le partecipazioni di sviluppo della pipeline, e la cui causa è imputabile al perdurare del contesto economico negativo che ha portato alla considerevole riduzione delle tariffe incentivanti.

Analogamente, al 31 dicembre 2013 era stata rilevata una perdita di valore di 744 milioni di euro sulla CGU Enel Russia (già Enel OGK-5).

Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
al 31.12.2013				
8.607	1,80%	8,40%	10 anni	Perpetuità
3.260	-	8,90%	10 anni	Perpetuità
263	1,20%	12,20%	10 anni	Perpetuità
697	1,00%	8,80%	10 anni	Perpetuità
660	2,40%	9,90%	10 anni	Perpetuità
579	0,70%	12,70%	10 anni	10 anni
403	2,00%	7,90%	5 anni	14 anni
262	3,40%	8,50%	5 anni	23 anni
103	2,10%	7,70%	5 anni	19 anni
33	2,00%	13,60%	10 anni	18 anni
26	0,70%	9,90%	10 anni	17 anni
24	2,00%	10,00%	10 anni	18 anni
29	1,90%	7,60%	5 anni	19 anni
13	2,40%	10,60%	10 anni	13 anni
5	3,00%	8,20%	10 anni	11 anni
1	1,90%	9,80%	5 anni	23 anni

19. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 7.067 milioni ed euro 9.220 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 31.12.2013 restated	Incr./ (Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr.) con imputazione a patrimonio netto	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	al 31.12.2014
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.891	452	4	(3)	(85)	(6)	(14)	2.239
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore con deducibilità fiscale differita	2.031	(307)	-	-	(35)	(5)	(518)	1.166
- perdite fiscalmente riportabili	99	18	-	(1)	(16)	8	(3)	105
- valutazione strumenti finanziari	460	2	291	-	(48)	(2)	(44)	659
- altre partite	1.705	1.116	28	(5)	93	(11)	(28)	2.898
Totale	**6.186**	**1.281**	**323**	**(9)**	**(91)**	**(16)**	**(607)**	**7.067**
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	8.005	(599)	-	(50)	(26)	(106)	(459)	6.765
- valutazione strumenti finanziari	170	42	298	-	(36)	(11)	(10)	453
- altre partite	2.620	(403)	(19)	8	3	5	(212)	2.002
Totale	**10.795**	**(960)**	**279**	**(42)**	**(59)**	**(112)**	**(681)**	**9.220**
Attività per imposte anticipate non compensabili								**1.660**
Passività per imposte differite non compensabili								**4.052**
Passività per imposte differite nette compensabili								**(239)**

Le "Attività per imposte anticipate" al 31 dicembre 2014 sono pari a 7.067 milioni di euro (6.186 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

La variazione rilevata nel corso dell'anno, pari a 881 milioni di euro, risente principalmente:

- dell'iscrizione di imposte anticipate da parte della società controllata Enel Iberoamérica (già Enel Energy Europe) per 1.392 milioni di euro a fronte della distribuzione di dividendi derivanti dalle operazioni straordinarie che hanno interessato Endesa nell'ultimo trimestre 2014;
- delle imposte anticipate rilevate relativamente ad alcuni impairment effettuati su immobili, impianti e macchinari, considerati non deducibili;
- della riclassifica, tra le attività possedute per la vendita, di Slovenské elektrárne;
- degli utilizzi e dei rilasci nei fondi rischi e oneri;

- dagli effetti derivanti dalla eliminazione della Robin Hood Tax a seguito della dichiarata incostituzionalità di tale addizionale IRES.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 756 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità. In particolare, tali perdite includono quelle relative alle holding di partecipazioni site in Olanda per 263 milioni di euro e alla Divisione Energie Rinnovabili per 247 milioni di euro.

Le "Passività per imposte differite", pari a 9.220 milioni di euro al 31 dicembre 2014 (10.795 milioni di euro al 31 dicembre 2013), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite 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. La differenza rispetto all'esercizio precedente è principalmente da imputare, come per le imposte anticipate, alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle attività della controllata Slovenské elektrárne, oltre che all'impatto della variazione dell'aliquota fiscale in Spagna e in alcuni Paesi dell'America Latina.

725

20. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 872 milioni*

Le partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated	Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.	Dividendi
Società a controllo congiunto					
Hydro Dolomiti Enel	210	49,0%	57	-	(48)
Tejo Energia Produção e Distribução de Energia Eléctrica	58	38,9%	6	-	(4)
Empresa de Energía Cundinamarca	34	40,4%	3	-	-
RusEnergoSbyt	59	49,5%	47	-	(71)
Energie Electrique de Tahaddart	30	32,0%	5	-	(6)
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	96	51,0%	-	-	-
PowerCrop	6	50,0%	(1)	-	-
Nuclenor	12	50,0%	(56)	-	-
Inversiones Gas Atacama	171	50,0%	4	(174)	-
Società collegate					
Elica 2	135	30,0%	-	-	-
ENEOP - Eólicas de Portugal	55	36,0%	17	-	-
CESI	37	42,7%	3	-	(1)
Tecnatom	30	45,0%	1	-	-
GNL Quinteros	7	20,0%	5	-	(9)
EEVM - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	15	50,0%	14	-	(10)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33,5%	3	-	(3)
Terrae	15	20,0%	-	-	-
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35,6%	-	-	(1)
LaGeo	98	36,2%	28	(100)	(30)
Buffalo Dunes Wind Project	69	49,0%	4	(76)	-
Tirme	23	40,0%	-	(19)	(3)
Altre minori	181		2	23	(69)
Totale	**1.372**		**142**	**(346)**	**(255)**

La voce "Variazione di perimetro" include gli effetti dell'acquisizione di ulteriori quote del capitale sociale della società cilena Inversiones Gas Atacama e della società statunitense Buffalo Dunes Wind Project che ha consentito di ottenerne il controllo e di consolidarle con il metodo integrale, nonché gli effetti connessi alle cessioni, avvenute nel mese di dicembre 2014, delle partecipazioni detenute in LaGeo e Tirme.

Si segnala che l'applicazione del metodo del patrimonio netto alle partecipazioni in RusEnergoSbyt e PowerCrop incorpora un avviamento implicito, rispettivamente pari a 25 milioni di euro e 9 milioni di euro.

Riclassifica da/ad "Attività possedute per la vendita"	Perdite di valore	Altri movim.		Quota %
			al 31.12.2014	
-	-	(1)	218	49,0%
-	-	1	61	38,9%
-	-	(3)	34	40,4%
-	-	(6)	29	49,5%
-	-	-	29	32,0%
-	(88)	-	8	51,0%
-	-	-	5	50,0%
-	-	44	-	50,0%
-	-	(1)	-	
-	(89)	4	50	30,0%
-	-	(12)	60	36,0%
-	-	-	39	42,7%
-	-	(1)	30	45,0%
-	-	18	21	20,0%
-	-	(1)	18	50,0%
-	-	-	17	33,5%
-	-	-	15	20,0%
-	-	-	13	35,6%
-	-	4	-	
-	-	3	-	
-	-	(1)	-	
(18)	-	106	225	
(18)	**(177)**	**154**	**872**	

La voce "Perdite di valore" sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto ammonta a 177 milioni di euro; per le analisi di dettaglio di rinvia alla Nota 12.

La voce "Riclassifica da/ad 'Attività possedute per la vendita'" è riferita alle quote partecipative detenute da Slovenské elektrárne in alcune società collegate minori che, in considerazione delle decisioni assunte dal management, rispondendo ai requisiti previsti dall'IFRS 5 sono state classificate in tale voce al 31 dicembre 2014.

727

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated
Società a controllo congiunto						
Hydro Dolomiti Enel	518	576	137	103	655	679
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	9	181	12	13	21	194
RusEnergoSbyt	2	3	105	166	107	169
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	378	423	139	136	517	559
Empresa de Energía Cundinamarca	169	172	18	22	187	194
Energie Electrique de Tahaddart	132	143	34	41	166	184
PowerCrop	41	37	12	8	53	45
Nuclenor	74	57	99	88	173	145
Società collegate						
Elica 2	6	7	3	6	9	13
ENEOP - Eólicas de Portugal	1.358	1.214	387	278	1.745	1.492
CESI	63	62	82	92	145	154
Tecnatom	72	69	63	69	135	138
EEVM - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	262	274	44	53	306	327
Suministradora Eléctrica de Cádiz	77	75	19	17	96	92
Compañía Eólica Tierras Altas	44	45	7	16	51	61

428

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
147	166	64	85	211	251	444	428
-	-	5	6	5	6	16	188
-	-	98	131	98	131	9	38
261	, 315	101	94	362	409	155	150
81	53	22	56	103	109	84	85
43	59	32	31	75	90	91	94
-	1	27	16	27	17	26	28
108	49	86	72	194	121	(21)	24
-	-	-	-	-	-	9	13
1.399	1.249	179	159	1.578	1.408	167	84
14	18	40	40	54	58	91	96
26	33	42	39	68	72	67	66
220	234	50	61	270	295	36	32
26	22	19	19	45	41	51	51
12	6	3	15	15	21	36	40

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	2014	2013 restated	**2014**	2013 restated	**2014**	2013 restated
Società a controllo congiunto						
Hydro Dolomiti Enel	365	311	235	174	147	98
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(14)	(8)	(2)	(6)
RusEnergoSbyt	1.834	2.693	87	203	68	162
Tejo Energia Produção e Distribução de Energia Eléctrica	195	202	22	36	16	27
Empresa de Energía Cundinamarca	108	110	13	7	8	3
Energie Electrique de Tahaddart	52	57	23	27	16	20
PowerCrop	3	4	(3)	(3)	(2)	(2)
Nuclenor	25	7	(113)	1	(112)	22
Società collegate						
Elica 2	-	-	-	(1)	-	(1)
ENEOP - Eólicas de Portugal	213	195	52	25	43	40
CESI	62	91	(1)	15	(2)	10
Tecnatom	97	100	3	2	3	2
EEVM - Empreendimentos Eólicos do Vale do Minho	80	89	37	45	28	32
Suministradora Eléctrica de Cádiz	16	16	8	9	8	9
Compañía Eólica Tierras Altas	10	20	-	6	-	4

21. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated
Contratti derivati attivi	1.335	444	5.500	2.690
Contratti derivati passivi	2.441	2.216	5.441	2.940

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nelle Note 43 e 44 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

22. Altre attività finanziarie non correnti - *Euro 3.645 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	157	183	(26)	-14,2%
Partecipazioni in altre imprese	56	102	(46)	-45,1%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 22.1)	2.701	4.965	(2.264)	-45,6%
Accordi per servizi in concessione	669	618	51	8,3%
Risconti attivi finanziari non correnti	62	102	(40)	-39,2%
Totale	**3.645**	**5.970**	**(2.325)**	**-38,9%**

Il totale delle "Attività finanziarie non correnti" si decrementa nel 2014 di 2.325 milioni di euro rispetto al valore dell'anno precedente. La variazione risente in particolar modo dei minori crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, così come commentati nella Nota 22.1.
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.

In particolare, il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese valutate al fair value e al costo è il seguente:

Milioni di euro

		Quota %		Quota %	
	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated		2014-2013
Bayan Resources	147	10,00%	169	10,00%	(22)
Echelon	4	7,07%	5	7,07%	(1)
Galsi	15	15,61%	15	15,61%	-
Altre	47		96		(49)
Totale	**213**		**285**		**(72)**

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa sia alle cessioni di alcune partecipazioni minori detenute in Spagna e in Brasile sia alla riduzione del fair value di Bayan Resources.

Le altre partecipazioni, per le quali il valore di mercato non risulta facilmente determinabile, in assenza di ipotesi di vendita, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

22.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto - *Euro 2.701 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	139	128	11	8,6%
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit and loss)	40	24	16	66,7%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	-	1.498	(1.498)	-
Crediti finanziari diversi	2.522	3.315	(793)	-23,9%
Totale	**2.701**	**4.965**	**(2.264)**	**-45,6%**

I "Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo" rappresentano le somme spettanti a Endesa quale conseguenza del deficit tariffario di sistema in Spagna; la variazione è dovuta all'incasso avvenuto nel mese di dicembre 2014 attraverso una cessione *pro soluto*, così come consentita dall'introduzione del decreto legge del 13 dicembre 2014 che ha permesso la cessione a privati di tali crediti riferibili al deficit dell'anno 2013 che, inizialmente per legge, erano recuperabili in 15 anni.
Infine, in accordo con la nuova regolamentazione del deficit inclusa nel decreto legge n. 24/2013, secondo le previsioni governative non dovrebbe generarsi deficit. In ogni caso, il deficit eventualmente generatosi nel sistema assume carattere di provvisorietà fino al mese di novembre dell'anno successivo, nel momento in cui viene effettuata le relativa liquidazione; per tali motivi, il deficit provvisorio relativo all'anno 2014 di 1.173 milioni è classificato tra le "Attività finanziarie correnti".

I "Crediti finanziari diversi" includono, tra gli altri, al 31 dicembre 2014:

- i crediti vantati verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico per 434 milioni di euro (medesimo importo al 31 dicembre 2013) e relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla sostituzione anticipata dei misuratori elettromeccanici;
- il credito relativo al rimborso, previsto dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico attraverso la delibera n. 157/2012, degli oneri per la soppressione del "Fondo Pensione Elettrici" per 393 milioni di euro (448 milioni di euro al 31 dicembre 2013);
- il credito vantato dalle società di generazione argentine nei confronti del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e depositato nel FONINVEMEM (Fondo Nacional de Inversión Mercado Eléctrico Mayorista) per 218 milioni di euro (216 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

La variazione del periodo risente della riclassifica tra le attività possedute per la vendita del credito verso il fondo statale slovacco per il decommissioning, pari a 813 milioni di euro.

23. Altre attività non correnti - *Euro 885 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	59	46	13	28,3%
Attività netta programmi del personale	-	21	(21)	-
Altri crediti	826	750	76	10,1%
Totale	**885**	**817**	**68**	**8,3%**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono al 31 dicembre 2014 il solo credito vantato verso la Cassa Conguaglio da Enel Distribuzione.
L'"Attività netta programmi del personale" accoglieva, nel

2013, il surplus delle attività a servizio di taluni piani di benefici per i dipendenti di Endesa, rispetto alle relative passività attuariali. Tale voce nel 2014 è stata invece riclassificata tra le passività in quanto il saldo delle passività è maggiore rispetto alle attività attuariali.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2014 include principalmente crediti tributari per 501 milioni di euro (476 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e anticipi a fornitori per 141 milioni di euro (154 milioni di euro a fine 2013).

24. Rimanenze - *Euro 3.334 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.533	1.816	(283)	-15,6%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	759	616	143	23,2%
Totale materie prime, sussidiarie e di consumo	**2.292**	**2.432**	**(140)**	**-5,8%**
Certificati ambientali:				
- certificati verdi	623	525	98	18,7%
- certificati di efficienza energetica	294	461	(167)	-36,2%
- CO_2 emissioni inquinanti	3	2	1	50,0%
Totale	**920**	**988**	**(68)**	**-6,9%**
Immobili destinati alla vendita	76	77	(1)	-1,3%
Acconti	46	58	(12)	-20,7%
TOTALE	**3.334**	**3.555**	**(221)**	**-6,2%**

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 di generazione e reti di distribuzione. Il decremento dell'anno è da ricondurre principalmente alla riduzione delle giacenze di gas e degli altri combustibili nucleari e dei certificati di efficienza energetica. Tale variazione è stata solo parzialmente compensata dall'aumento degli approvvigionamenti di certificati verdi e degli altri materiali e apparecchi. Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile.

25. Crediti commerciali - *Euro 12.022 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	8.361	8.613	(252)	-2,9%
- distribuzione e vendita di gas	1.679	1.524	155	10,2%
- altre attività	1.920	1.190	730	61,3%
Totale crediti verso clienti	**11.960**	**11.327**	**633**	**5,6%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	62	51	11	21,6%
TOTALE	**12.022**	**11.378**	**644**	**5,7%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 1.662 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 1.472 milioni di euro. Nello specifico l'incremento del periodo è prevalentemente dovuto alle maggiori vendite di combustibili. Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla Nota 40 "Strumenti finanziari".

26. Crediti tributari - *Euro 1.547 milioni*

I crediti tributari al 31 dicembre 2014 ammontano a 1.547 milioni di euro e si riferiscono sostanzialmente a crediti per imposte sul reddito per 788 milioni di euro (992 milioni di euro al 31 dicembre 2013), a crediti per imposte indirette per 409 milioni di euro (419 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e a crediti per imposte erariali e addizionali per 350 milioni di euro (298 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

27. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 3.984 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta	3.860	5.503	(1.643)	-29,9%
Altre	124	104	20	19,2%
Totale	**3.984**	**5.607**	**(1.623)**	**-28,9%**

27.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 3.860 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.566	2.976	(1.410)	-47,4%
Crediti per anticipazioni di factoring	177	263	(86)	-32,7%
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	140	17	123	-
Crediti finanziari e cash collateral	1.654	1.720	(66)	-3,8%
Altre	323	527	(204)	-38,7%
Totale	**3.860**	**5.503**	**(1.643)**	**-29,9%**

La variazione della voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è principalmente relativa:

- alla variazione dei crediti finanziari relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo a seguito dei nuovi crediti maturati nel 2014 per 2.952 milioni di euro (inclusi anche i nuovi crediti derivanti dalla generazione extrapeninsulare), dell'importo riclassificato di 1.498 milioni di euro, commentato alla Nota 22.1, e, con segno negativo, degli incassi ottenuti (4.948 milioni di euro includendo gli effetti dei rimborsi riferiti alla generazione extrapeninsulare). Parte degli incassi (per 1.469 milioni di euro) è avvenuta tramite la cessione di tali crediti a un apposito Fondo di cartolarizzazione, costituito da un pool di cinque banche spagnole, con la finalità di chiudere il deficit di sistema riferito a tutto il 2013;
- al decremento per 905 milioni di euro dei crediti finanziari detenuti da Enersis, che al 31 dicembre 2013 erano costituiti da liquidità temporaneamente investita in pronti

contro termine con scadenza superiore a 90 giorni che in seguito è stata utilizzata per espandere la presenza del Gruppo nell'area Latam, come è poi avvenuto nel corso del 2014 con l'acquisto di maggiori quote di partecipazione nelle società Coelce, Inversiones Gas Atacama ed Edegel, quest'ultima attraverso Generandes Perú.

28. Altre attività correnti - *Euro 2.706 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	1.010	745	265	35,6%
Anticipi a fornitori	166	213	(47)	-22,1%
Crediti verso il personale	33	36	(3)	-8,3%
Crediti verso altri	1.272	1.329	(57)	-4,3%
Ratei e risconti attivi operativi	184	197	(13)	-6,6%
Crediti per lavori in corso su ordinazione	41	37	4	10,8%
Totale	**2.706**	**2.557**	**149**	**5,8%**

I "Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono i crediti relativi al sistema Italia per 896 milioni di euro (669 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e al sistema Spagna per 114 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine per 59 milioni di euro (46 milioni di euro nel 2013), i crediti operativi verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati al 31 dicembre 2014 ammontano complessivamente a 1.069 milioni di euro (791 milioni di euro al 31 dicembre 2013), a fronte di debiti per 4.005 milioni di euro (3.312 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

29. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 13.088 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 199 milioni di euro (195 milioni di euro al 31 dicembre 2013) essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Depositi bancari e postali	12.330	6.813	5.517	81,0%
Denaro e valori in cassa	758	1.060	(302)	-28,5%
Totale	**13.088**	**7.873**	**5.215**	**66,2%**

La variazione del periodo è relativa principalmente ai flussi di cassa generati dalle cessioni di taluni asset non strategici e dall'incasso relativo alla cessione del 21,92% di Endesa.

30. Attività e passività possedute per la vendita - *Euro 6.778 milioni ed euro 5.290 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2014 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2014
Immobili, impianti e macchinari	211	5.873	(16)	(2.181)	(5)	3.882
Attività immateriali	1	230	(2)	-	(5)	224
Avviamento	-	697	-	(697)	-	-
Attività per imposte anticipate	-	608	-	-	458	1.066
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1	17	-	-	-	18
Attività finanziarie non correnti	4	972	-	-	-	976
Altre attività non correnti		18	-	-	-	18
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10	27	(10)	-	-	27
Attività finanziarie correnti	-	42	-	-	-	42
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	14	526	(14)	-	(1)	525
Totale	**241**	**9.010**	**(42)**	**(2.878)**	**447**	**6.778**

Le attività possedute per la vendita al 31 dicembre 2014 ammontano a 6.778 milioni di euro e includono sostanzialmente le attività riferibili alle società Slovenské elektrárne, pari a 6.389 milioni di euro, SE Hydropower, per 302 milioni di euro, e ad altre società minori, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondono ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

Le "Perdite di valore" al 31 dicembre 2014 ammontano a 2.878 milioni di euro e si riferiscono a Slovenské elektrárne; per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 8.d.

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2014 ammontano a 5.290 milioni di euro e includono sostanzialmente le passività relative alle società Slovenské elektrárne, per 5.163 milioni di euro, SE Hydropower, pari a 99 milioni di euro, e altre passività riferibili a società minori.

Tali passività si movimentano nell'esercizio 2014 nel seguente modo:

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated	Riclassifica da/a passività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2014
Finanziamenti a lungo termine	-	1.422	-	-	1.422
TFR e altri benefici al personale	-	67	-	-	67
Fondi rischi e oneri quota non corrente	-	2.305	-	-	2.305
Passività per imposte differite	7	681	-	(19)	669
Passvità finanziarie non correnti	-	148	-	-	148
Altre passività non correnti	-	1	-	-	1
Finanziamenti a breve termine	-	191	-	-	191
Altre passività finanziarie correnti	-	47	-	-	47
Fondi rischi e oneri quota corrente	-	43	-	-	43
Debiti commerciali e altre passività correnti	13	399	(13)	(2)	397
Totale	**20**	**5.304**	**(13)**	**(21)**	**5.290**

L'incremento netto delle voci di attività e passività possedute per la vendita risente, rispetto al 31 dicembre 2013, sostanzialmente delle sopra citate classificazioni avvenute nel corso del 2014.

Per il riepilogo dei saldi del fair value, suddivisi in funzione del criterio di misurazione, si rimanda alle Note 45 e 46 sull'informativa dell'IFRS 13.

31. Patrimonio netto totale - *Euro 51.145 milioni*

31.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 31.506 milioni*

Capitale sociale - *Euro 9.403 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2014 stock option in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2014 (così come al 31 dicembre 2013) 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 2014, 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 azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società fatta eccezione per il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), CNP Assurances (con il 3,67% del capitale sociale, posseduto alla data del 26 giugno 2014 a titolo di gestione del risparmio) e People's Bank of China (con il 2,07% del capitale sociale
In data 26 febbraio 2015, il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha ceduto una partecipazione pari il 5,74% del capitale della Società; pertanto, a seguito di tale operazione, la partecipazione detenuta dal suddetto Ministero è scesa dal 31,24% al 25,50% del capitale della Società.

Altre riserve - *Euro 3.362 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 5.292 milioni*

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile.

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 (1.321) milioni

La variazione negativa dell'esercizio è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari derivati di cash flow hedge - Euro (1.806) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge).

Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita - Euro 105 milioni

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - Euro (2.113) 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 e del relativo effetto fiscale, e la cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis. La variazione del periodo si riferisce alla minusvalenza, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale, registrata per effetto della vendita del 21,92% di Endesa attraverso offerta pubblica di vendita.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest - Euro (193) milioni

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina (alimentata in esercizi precedenti in relazione all'acquisto di ulteriori quote azionarie in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços

737

ed Eléctrica Cabo Blanco). La variazione del periodo è relativa alla differenza tra il prezzo di acquisto e la relativa quota di patrimonio netto acquisito dalle minoranze azionarie di Coelce, Generandes Perú (società che controlla Edegel con una quota del 54,20%), Enersis ed Endesa Latinoamérica.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (74) 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.

Riserva per benefici ai dipendenti - Euro (671) milioni

Tale riserva accoglie tutti gli utili e perdite attuariali al netto del relativo effetto fiscale. La variazione è relativa alle maggiori perdite nette attuariali rilevate nel periodo.

Utili e perdite accumulate - *Euro 18.741 milioni*

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate negli other comprehensive income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2013 restated			Variazioni						al 31.12.2014		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Utili/ (Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciate a Conto economico	Imposte	Variazioni di perimetro	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(2.401)**	*(1.084)*	*(1.317)*	(717)	-	-	6	**(711)**	*(237)*	*(474)*	**(3.112)**	*(1.321)*	*(1.791)*
Riserva da variazioni di fair value degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(1.730)**	*(1.592)*	*(138)*	(302)	(65)	20	21	**(326)**	*(214)*	*(112)*	**(2.056)**	*(1.806)*	*(250)*
Riserva da variazione di fair value degli investimenti finanziari destinati alla vendita	**127**	*128*	*(1)*	(23)	-	-	-	**(23)**	*(23)*	-	**104**	*105*	*(1)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(63)**	*(58)*	*(5)*	(36)	7	16	3	**(10)**	*(16)*	*6*	**(73)**	*(74)*	*1*
Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per benefici definiti	**(624)**	*(528)*	*(96)*	(340)	-	33	59	**(248)**	*(143)*	*(105)*	**(872)**	*(671)*	*(201)*
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	**(4.691)**	*(3.134)*	*(1.557)*	(1.418)	(58)	69	89	(1.318)	*(633)*	*(685)*	(6.009)	*(3.767)*	*(2.242)*

31.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2013		
Dividendi relativi al 2012	1.410	0,15
Acconto sul dividendo 2013	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2013	**1.410**	**0,15**
Dividendi pagati nel 2014		-
Dividendi relativi al 2013	1.222	0,13
Acconto sul dividendo 2014	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2014	**1.222**	**0,13**

Il dividendo dell'esercizio 2014, pari a euro 0,14 per azione, per un ammontare complessivo di 1.316 milioni di euro, verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 28 maggio 2015. Il presente bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2014.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del 2014.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2014 e 2013 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013
Posizione finanziaria non corrente	48.655	50.905	(2.250)
Posizione finanziaria corrente netta	(8.571)	(6.234)	(2.337)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.701)	(4.965)	2.264
Indebitamento finanziario netto	**37.383**	**39.706**	**(2.323)**
Patrimonio netto del Gruppo	31.506	35.941	(4.435)
Interessenze di terzi	19.639	16.891	2.748
Patrimonio netto	**51.145**	**52.832**	**(1.687)**
Indice debt/equity	**0,73**	**0,75**	**(0,02)**

31.3 Interessenze di terzi - *Euro 19.639 milioni*

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Gruppo Endesa	6.648	1.996	116	84
Gruppo Enel Latinoamérica	8.690	10.014	464	1.013
Gruppo EIH	1.134	1.438	31	95
Gruppo Slovenske	385	923	(523)	133
Gruppo Enel Green Power	2.782	2.306	167	210
Altro e minori	-	214	-	10
Totale	**19.639**	**16.891**	**255**	**1.545**

32. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Finanziamenti a lungo termine	48.655	50.905	5.125	4.658
Finanziamenti a breve termine	-	-	3.252	2.484
Totale	**48.655**	**50.905**	**8.377**	**7.142**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota 40 "Strumenti finanziari".

33. TFR e altri benefíci ai dipendenti - Euro 3.687 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 (che per le società in Italia sono limitati a taluni ex dipendenti durante il periodo di quiescenza) e altre prestazioni simili. In particolare:

- 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 e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro;
- la voce "Sconto energia" include, per le società italiane, taluni benefíci relativi alla fornitura di energia elettrica a uso domestico che, assegnata fino alla fine del 2011 ai dipendenti in servizio e a quelli in stato di quiescenza, è stata – a seguito della sottoscrizione di specifici accordi con le parti sindacali – sostituita da altre forme di trattamento a favore dei dipendenti in servizio e, pertanto, resta da oggi in vigore per i soli dipendenti in stato di quiescenza;
- la voce "Assistenza sanitaria" accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- la voce "Altri benefíci" accoglie principalmente premi fedeltà che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Per quanto concerne l'estero si segnalano per significatività i piani per benefíci pensionisitici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche 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. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti Endesa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico *ante* modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefíci definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione.

Infine, si segnalano i piani pensionisitici a benefíci definiti in vigore presso le società che operano in Brasile.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine, rispettivamente, al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale. Si segnala che la passività al 31 dicembre 2013 (3.677 milioni di euro) è esposta al netto delle relative attività (21 milioni di euro).

Milioni di euro	2014				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	**2.366**	**1.848**	**209**	**362**	**4.785**
Costo normale	17	6	4	48	**75**
Oneri finanziari	125	60	11	10	**206**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	1	1	-	1	**3**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	270	173	9	(7)	**445**
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(24)	(39)	5	(17)	**(75)**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(4)	(36)	(2)	(24)	**(66)**
(Utili)/Perdite derivanti da settlements	8	-	-	-	**8**
(Utili)/Perdite su cambi	(4)	-	(1)	(18)	**(23)**
Contributi versati dalla società	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(237)	(88)	(13)	(89)	**(427)**
Altri movimenti	5	2	1	(2)	**6**
Passività classificata per la vendita	(66)	-	-	(1)	**(67)**
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**2.458**	**1.927**	**223**	**263**	**4.871**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan assets a inizio esercizio	**1.187**	-	-	-	**1.187**
Proventi finanziari	82	-	-	-	**82**
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	28	-	-	-	**28**
(Utili)/Perdite su cambi	4	-	-	-	**4**
Contributi versati dalla società	186	88	13	22	**309**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(237)	(88)	(13)	(22)	**(360)**
Altri pagamenti	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-
Fair value dei plan assets a fine esercizio (B)	**1.251**	-	-	-	**1.251**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	**58**	-	-	-	**58**
Proventi finanziari	7	-	-	-	**7**
Cambi nell'asset ceiling	2	-	-	-	**2**
(Utili)/Perdite su cambi	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**67**	-	-	-	**67**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.274**	**1.927**	**223**	**263**	**3.687**

2013 restated				
Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
3.636	**1.674**	**239**	**249**	**5.798**
66	6	2	99	**173**
147	57	12	10	**226**
3	(1)	1	29	**32**
(104)	177	(13)	(7)	**53**
(7)	29	(4)	43	**61**
(35)	-	-	(3)	**(38)**
(1.023)	-	-	-	**(1.023)**
(131)	(1)	(13)	(11)	**(156)**
-	-	-	-	-
2	-	-	-	**2**
(195)	(96)	(15)	(48)	**(354)**
7	3	-	1	**11**
-	-	-	-	-
2.366	**1.848**	**209**	**362**	**4.785**
1.320	-	-	-	**1.320**
82	-	-	-	**82**
(83)	-	-	-	**(83)**
(96)	-	-	-	**(96)**
157	96	15	25	**293**
2	-	-	-	**2**
(195)	(96)	(15)	(25)	**(331)**
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
1.187	-	-	-	**1.187**
47	-	-	-	**47**
3	-	-	-	**3**
19	-	-	-	**19**
(11)	-	-	-	**(11)**
-	-	-	-	-
58	-	-	-	**58**
1.237	**1.848**	**209**	**362**	**3.656**

FAB

Milioni di euro	2014	2013 restated
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(26)	50
Oneri finanziari netti	131	147
(Utili)/Perdite derivanti da settlements	8	(1.023)
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	35	85
Altri movimenti	7	(12)
Totale	**155**	**(753)**

Milioni di euro	2014	2013 restated
Variazioni negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(28)	83
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	366	157
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	2	19
Totale	**340**	**259**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è principalmente attribuibile alla cancellazione nel 2013, per mancanza di adesioni, di un piano di accompagnamento graduale alla pensione introdotto nel 2012 che ha comportato il rilascio della relativa passività.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività, interamente riferibili al Gruppo Enersis, al servizio dei piani pari a 1.251 milioni di euro al 31 dicembre 2014. La composizione di tali attività è sintetizzabile come di seguito:

	2014	2013 restated
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	5%	6%
Titoli a reddito fisso	29%	27%
Investimenti non quotati		
Investimenti immobiliari	5%	3%
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	11%
Altro	61%	53%
Totale	**100%**	**100%**

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Penisola iberica	America Latina	Altri Paesi	Italia	Penisola iberica	America Latina	Altri Paesi
	2014				2013 restated			
Tasso di attualizzazione	0,50%-2,15%	0,87%-2,11%	4,60%-12,52%	1,60%-13,89%	0,75%-3,00%	1,72%-3,64%	5,40%-12,43%	3,15%-7,90%
Tasso di inflazione	1,60%	2,30%	3,00%-6,00%	1,75%-5,00%	2,00%	2,30%	3,00%-5,50%	2,00%-6,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,60%-3,60%	2,30%	3,00%-9,18%	1,75%-5,00%	2,00%-4,00%	2,30%	0,00%-7,61%	2,00%-6,00%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,60%	3,50%	3,50%-8,66%	-	3,00%	3,50%	4,50%-11,57%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	2,06%	12,52%	-	-	3,61%	0,00%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici
	al 31.12.2014				al 31.12.2013			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	156	58	11	3	128	125	11	11
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(134)	(120)	(13)	(6)	(130)	(111)	(13)	(9)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	31	137	8	4	30	62	(4)	5
Incremento 0,5% delle retribuzioni	27	-	-	6	10	-	7	10
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	52	-	-	-	3	-	7	3
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	24	-	3	-	24	3
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	17	81	11	-	41	87	7	7

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 24 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Entro 1 anno	265	396
Tra 1 e 2 anni	257	258
Tra 2 e 5 anni	801	802
Oltre 5 anni	1.406	1.517

34. Fondi rischi e oneri - *Euro 5.238 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- decommissioning nucleare	566	1	2.612	33
- smantellamento e ripristino impianti	594	5	589	3
- contenzioso legale	810	40	1.036	46
- oneri per certificati ambientali	-	43	133	164
- oneri su imposte e tasse	309	7	371	7
- altri	693	581	605	626
Totale	2.972	677	5.346	879
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.079	510	1.158	588
TOTALE	4.051	1.187	6.504	1.467

765

Milioni di euro	al 31.12.2013 restated	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	Riclassifica da/a "Passività possedute per la vendita"	al 31.12.2014
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:										
- decommissioning nucleare	2.645	26	(56)	(19)	105	-	(3)	81	(2.212)	567
- smantellamento e ripristino impianti	592	40	(84)	(12)	13	5	1	150	(106)	599
- contenzioso legale	1.082	182	(218)	(210)	26	-	-	(1)	(11)	850
- oneri per certificati ambientali	297	42	(18)	(276)	-	-	-	(1)	(1)	43
- oneri su imposte e tasse	378	31	(50)	(29)	-	(4)		(6)	(4)	316
- altri	1.231	394	(139)	(299)	53	(2)	(19)	62	(7)	1.274
Totale	**6.225**	**715**	**(565)**	**(845)**	**197**	**(1)**	**(21)**	**285**	**(2.341)**	**3.649**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.746	478	(129)	(539)	58	-	(3)	(15)	(7)	1.589
TOTALE	**7.971**	**1.193**	**(694)**	**(1.384)**	**255**	**(1)**	**(24)**	**270**	**(2.348)**	**5.238**

Fondo per decommissioning nucleare

Il fondo per "decommissioning nucleare" si decrementa rispetto al 31 dicembre 2013 principalmente per effetto della riclassifica, tra le attività possedute per la vendita, della società controllata Slovenské elektrárne. Quest'ultima, infatti, nel 2013 deteneva un fondo pari a 2.175 milioni di euro relativo agli impianti V1 e V2 a Jaskiovske Bohunice ed EMO 1 e 2 a Mochovce e includeva il fondo per smaltimento scorie nucleari per 114 milioni di euro, il fondo per smaltimento combustibile nucleare esausto per 1.296 milioni di euro e il fondo smantellamento impianti nucleari per 765 milioni di euro.
Pertanto, al 31 dicembre 2014 il fondo accoglie esclusivamente gli 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. 1349/2003 e della legge n. 24/2005. 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. La variazione dell'anno risente essenzialmente della conclusione di alcune vertenze.

Fondo certificati ambientali

Il fondo "certificati ambientali" accoglie gli oneri relativi al deficit di certificati ambientali connessi all'adempimento di specifici obblighi normativi, nazionali o sovranazionali, in materia di tutela ambientale.

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 e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni di varia natura. In particolare, con riferimento al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili ("ICI") e di Imposta Municipale Unica ("IMU")

746

in Italia, il Gruppo ha tenuto conto dei criteri introdotti dalla circolare n. 6/2012 dell'Agenzia del Territorio (che ha colmato il vuoto interpretativo previgente in relazione a metodi di valutazione per beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, tra i quali alcuni asset tipici degli impianti di generazione tra cui le turbine) nella stima delle passività iscritte in bilancio a fronte di tale fattispecie, sia ai fini della quantificazione del rischio probabile sui contenziosi già incardinati, sia ai fini di una ragionevole valutazione di probabili oneri futuri su posizioni non ancora oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.

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. La variazione dell'anno risente, tra l'altro, degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna e in Italia, questi ultimi sostanzialmente riferibili agli accordi sindacali aziendali siglati il 6 settembre 2013 finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'art. 4, commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"). Inoltre, si segnala che nel 2014 è stato implementato un nuovo meccanismo di incentivazione in Spagna per 349 milioni di euro a seguito del piano di ristrutturazione e di riorganizzazione predisposto da Endesa, che prevede la sospensione del contratto di lavoro con tacito rinnovo annuale; in merito a tale piano, il 30 dicembre 2014 la società ha firmato un accordo con i rappresentanti sindacali dei lavoratori attraverso il quale si è impegnata a non esercitare l'opzione di richiedere il rientro in attività nei successivi rinnovi annuali né per i 222 dipendenti che già hanno aderito all'istituto nel 2014 né tantomeno per gli ulteriori 250 dipendenti già identificati nel citato piano ma che sottoscriveranno l'accordo di adesione solo nel 2015.

35. Altre passività non correnti - *Euro 1.464 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Ratei e risconti passivi operativi	952	956	(4)	-0,4%
Altre partite	512	303	209	69,0%
Totale	**1.464**	**1.259**	**205**	**16,3%**

La voce al 31 dicembre 2014 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

36. Debiti commerciali - *Euro 13.419 milioni*

La voce, pari a 13.419 milioni di euro (12.363 milioni di euro nel 2013), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 12.923 milioni di euro (11.904 milioni di euro nel 2013) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 496 milioni di euro (459 milioni di euro nel 2013).

37. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 1.177 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Passività finanziarie differite	1.063	974	89	9,1%
Altre partite	114	126	(12)	-9,5%
Totale	**1.177**	**1.100**	**77**	**7,0%**

La voce "Passività finanziarie differite" fa riferimento a ratei passivi su prestiti obbligazionari e mostra un sostanziale allineamento rispetto all'anno precedente.

38. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 37.383 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Finanziamenti a lungo termine	40	48.655	50.905	(2.250)	-4,4%
Finanziamenti a breve termine	40	3.252	2.484	768	30,9%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	40	5.125	4.658	467	10,0%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	22	(2.701)	(4.965)	2.264	-45,6%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	27	(3.860)	(5.503)	1.643	-29,9%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	29	(13.088)	(7.873)	(5.215)	-66,2%
Totale		**37.383**	**39.706**	**(2.323)**	**-5,9%**

L'indebitamento finanziario netto si riduce principalmente per gli effetti di operazioni straordinarie di dismissione di alcuni asset aziendali e quote di partecipazione, nonché in considerazione di alcune azioni di ottimizzazione del capitale circolante, come si dirà più in dettaglio nella sezione del rischio di liquidità.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Denaro e valori in cassa	758	1.060	(302)	-28,5%
Depositi bancari e postali	12.330	6.813	5.517	81,0%
Titoli	140	17	123	-
Liquidità	**13.228**	**7.890**	**5.338**	**67,7%**
Crediti finanziari a breve termine	1.977	2.247	(270)	-12,0%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	177	263	(86)	-32,7%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.566	2.976	(1.410)	-47,4%
Crediti finanziari correnti	**3.720**	**5.486**	**(1.766)**	**-32,2%**
Debiti verso banche	(30)	(118)	88	74,6%
Commercial paper	(2.599)	(2.202)	(397)	-18,0%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(824)	(1.750)	926	-52,9%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(4.056)	(2.648)	(1.408)	-53,2%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(245)	(260)	15	5,8%
Altri debiti finanziari correnti	(623)	(164)	(459)	-
Totale debiti finanziari correnti	**(8.377)**	**(7.142)**	**(1.235)**	**-17,3%**
Posizione finanziaria corrente netta	**8.571**	**6.234**	**2.337**	**37,5%**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(7.022)	(7.873)	851	10,8%
Obbligazioni	(39.749)	(41.483)	1.734	4,2%
Debiti verso altri finanziatori	(1.884)	(1.549)	(335)	-21,6%
Posizione finanziaria non corrente	**(48.655)**	**(50.905)**	**2.250**	**4,4%**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	**(40.084)**	**(44.671)**	**4.587**	**10,3%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.701**	**4.965**	**(2.264)**	**-45,6%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(37.383)**	**(39.706)**	**2.323**	**5,9%**

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

39. Altre passività correnti - *Euro 10.827 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	2014-2013	
Debiti diversi verso clienti	1.599	1.563	36	2,3%
Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati	4.005	3.312	693	20,9%
Debiti verso il personale	496	449	47	10,5%
Debiti tributari diversi	887	963	(76)	-7,9%
Debiti verso istituti di previdenza	216	216	-	-
Passività potenziali (contingent consideration)	46	37	9	24,3%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	789	790	(1)	-0,1%
Ratei e risconti passivi correnti	285	300	(15)	-5,0%
Debito per acquisto partecipazioni	33	-	33	-
Debiti per lavori in corso	317	560	(243)	-43,4%
Altri	2.154	2.169	(15)	-0,7%
Totale	**10.827**	**10.359**	**468**	**4,5%**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.096 milioni di euro (1.090 milioni di euro al 31 dicembre 2013) 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 12 mesi.

I "Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico e organismi assimilati" includono principalmente i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 2.449 milioni di euro (1.922 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e sul mercato spagnolo per 1.556 milioni di euro (1.390 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

La voce "Passività potenziali" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2014 include il debito relativo a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un importo complessivo di 778 milioni di euro (stesso importo nel 2013).

I "Debiti per acquisto partecipazioni" si riferiscono a quote residue da saldare relative all'acquisto, avvenuto nel 2014, di alcune società in Nord America per 33 milioni di euro.

40. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente nota è quello di fornire le disclosure che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

40.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	2014	2013 restated	2014	2013 restated
Finanziamenti e crediti	40.1.1	2.522	4.813	28.871	24.774
Attività finanziarie disponibili per la vendita	40.1.2	882	903	140	17
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	40.1.3	139	128	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	40.1.4	40	24	-	-
Derivati attivi al FVTPL	40.1.5	5	5	4.930	2.579
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		45	29	4.930	2.579
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	40.1.5	55	45	-	4
Derivati di cash flow hedge	40.1.5	1.275	394	570	107
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		1.330	439	570	111
TOTALE		4.918	6.312	34.511	27.481

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota 45 "Attività misurate al fair value".

40.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti (L&R) per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	29	-	-	29	13.088	7.873
Crediti commerciali	25	-	-	25	12.022	11.378
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine	27	-	-	27	1.566	2.976
Crediti per factoring	27	-	-	27	177	263
Cash collateral	27	-	-	27	1.654	1.720
Crediti per lavori in corso	28	-	-	28	41	37
Altri crediti finanziari	22	2.522	4.813	27	323	527
Totale		2.522	4.813		28.871	24.774

I crediti commerciali verso clienti al 31 dicembre 2014 ammontano a 12.022 milioni di euro (11.378 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a 1.662 milioni di euro alla fine dell'anno a fronte di un saldo di apertura pari a 1.472 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Crediti commerciali		
Importo lordo	13.684	12.850
Fondo svalutazione crediti	(1.662)	(1.472)
Valore netto	**12.022**	**11.378**

La tabella seguente indica le movimentazioni dei fondi svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2013	**1.410**
Accantonamenti	829
Utilizzi	(546)
Rilasci a Conto economico	(176)
Altre variazioni	(45)
Saldo di chiusura al 31.12.2013	**1.472**
Saldo di apertura al 01.01.2014	**1.472**
Accantonamenti	864
Utilizzi	(529)
Rilasci a Conto economico	(120)
Altre variazioni	(25)
Saldo di chiusura al 31.12.2014	**1.662**

Si precisa che nella Nota 41 "Gestione del rischio" sono fornite informazioni aggiuntive riguardo l'ageing dei crediti scaduti ma non svalutati.

40.1.2 Attività finanziarie disponibili per la vendita

La tabella seguente espone le attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	2014	2013 restated	Note	2014	2013 restated
Partecipazioni altre imprese	22	213	285	22	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	27.1	-	-	27.1	140	17
Accordi per servizi in concessione	22	669	618		-	-
Totale		**882**	**903**		**140**	**17**

Movimentazione delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2014	**903**	**17**
Incrementi	104	-
Decrementi	(221)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(19)	-
Riclassifiche	105	-
Altre variazioni	10	123
Saldo di chiusura al 31.12.2014	**882**	**140**

40.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

Al 31 dicembre 2014 le attività finanziarie detenute sino a scadenza ammontano a 139 milioni di euro, in aumento di 11 milioni rispetto all'esercizio precedente. Nello specifico la voce si riferisce a titoli detenuti tra le attività non correnti dalla società Enel.Re.

40.1.4 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati al FVTPL	40.1.5	5	5	40.1.5	4.930	2.579
Investimenti finanziari in fondi		40	24		-	-
Totale attività finanziarie designate al fair value alla rilevazione iniziale (fair value option)		**40**	**24**		**-**	**-**
TOTALE		**45**	**29**		**4.930**	**2.579**

40.1.5 Derivati attivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	883	1.045	55	45	21	76	-	4
Totale	**883**	**1.045**	**55**	**45**	**21**	**76**	**-**	**4**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	106	1.236	5	35	400	22	-	5
- cambi	9.078	3.973	1.163	347	2.662	1.506	244	92
- commodity	702	137	107	12	2.755	149	326	10
Totale	**9.886**	**5.346**	**1.275**	**394**	**5.817**	**1.677**	**570**	**107**
Derivati di trading:								
- tassi	50	30	3	2	15	-	1	-
- cambi	121	-	2	-	2.094	1.807	157	46
- commodity	3	58	-	3	14.827	13.990	4.772	2.533
Totale	**174**	**88**	**5**	**5**	**16.936**	**15.797**	**4.930**	**2.579**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**10.943**	**6.479**	**1.335**	**444**	**22.774**	**17.550**	**5.500**	**2.690**

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla Nota 43 "Derivati e hedge accounting".

40.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	2014	2013 restated	2014	2013 restated
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	40.2.1	**48.655**	**50.905**	**21.796**	**19.505**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	40.4	35	25	4.971	2.500
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**35**	**25**	**4.971**	**2.500**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	40.4	-	2	-	-
Derivati di cash flow hedge	40.4	2.406	2.189	470	440
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**2.406**	**2.191**	**470**	**440**
TOTALE		**51.096**	**53.121**	**27.237**	**22.445**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota 46 "Passività misurate al fair value".

40.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non correnti			Correnti	
	Note	2014	2013 restated	Note	2014	2013 restated
Finanziamenti a lungo termine	40.3.1	48.655	50.905	40.3.1	5.125	4.658
Finanziamenti a breve termine	40.3.2	-	-	40.3.2	3.252	2.484
Debiti commerciali	36	-	-	36	13.419	12.363
Debiti per lavori in corso	39	-	-	39	317	560
Totale		**48.655**	**50.905**		**21.796**	**19.505**

753

40.3 Finanziamenti

40.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 53.780 milioni*

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.

Nella tabella, inoltre, viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2014 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nozionale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
		al 31.12.2014					al 31.12.2013 restated				
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	32.155	31.897	2.561	29.336	37.847	31.021	30.729	467	30.262	33.690	1.168
- tasso variabile quotate	5.722	5.692	1.432	4.260	5.982	6.545	6.506	1.134	5.372	6.832	(814)
- tasso fisso non quotate	4.926	4.885	-	4.885	5.808	5.480	5.463	986	4.477	5.827	(578)
- tasso variabile non quotate	1.331	1.331	63	1.268	1.263	1.434	1.433	61	1.372	1.299	(102)
Totale obbligazioni	**44.134**	**43.805**	**4.056**	**39.749**	**50.900**	**44.480**	**44.131**	**2.648**	**41.483**	**47.648**	**(326)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	945	926	47	879	1.170	952	940	33	907	952	(14)
- tasso variabile	6.861	6.839	708	6.131	7.026	7.615	7.605	860	6.745	7.580	(766)
- uso linee di credito revolving	81	81	69	12	70	1.078	1.078	857	221	1.020	(997)
Totale finanziamenti bancari	**7.887**	**7.846**	**824**	**7.022**	**8.266**	**9.645**	**9.623**	**1.750**	**7.873**	**9.552**	**(1.777)**
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	1.723	1.723	186	1.537	1.824	1.314	1.314	127	1.187	1.391	409
- tasso variabile	406	406	59	347	420	495	495	133	362	568	(89)
Totale finanziamenti non bancari	**2.129**	**2.129**	**245**	**1.884**	**2.244**	**1.809**	**1.809**	**260**	**1.549**	**1.959**	**320**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**39.749**	**39.431**	**2.794**	**36.637**	**46.649**	**38.767**	**38.446**	**1.613**	**36.833**	**41.860**	**985**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**14.401**	**14.349**	**2.331**	**12.018**	**14.761**	**17.167**	**17.117**	**3.045**	**14.072**	**17.299**	**(2.768)**
TOTALE	**54.150**	**53.780**	**5.125**	**48.655**	**61.410**	**55.934**	**55.563**	**4.658**	**50.905**	**59.159**	**(1.783)**

Il saldo delle obbligazioni è relativo, al netto dell'importo di 776 milioni di euro, alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo, mentre Enel Insurance NV (già 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.

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	
Euro	**35.221**	**35.424**	**38.267**	**3,9%**	**4,1%**
Dollaro USA	8.485	8.559	8.467	6,4%	6,7%
Sterlina inglese	5.437	5.508	4.486	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.663	1.663	1.662	8,1%	8,1%
Real brasiliano	1.149	1.157	746	12,7%	13,0%
Franco svizzero	606	607	593	2,9%	2,9%
Peso cileno/UF	458	470	461	10,6%	12,6%
Sol peruviano	363	363	302	6,5%	6,5%
Rublo russo	69	69	243	7,9%	8,1%
Yen giapponese	237	238	238	2,3%	2,4%
Altre valute	92	92	98		
Totale valute non euro	**18.559**	**18.726**	**17.296**		
TOTALE	**53.780**	**54.150**	**55.563**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 1.263 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente alle nuove emissioni in sterlina inglese e real brasiliano, parzialmente compensate dai rimborsi a scadenza di prestiti denominati in rublo russo.

La seguente tabella mostra gli effetti sul debito lordo a lungo termine a seguito delle coperture effettuate sul rischio di tasso di cambio.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta post-copertura

Milioni di euro	al 31.12.2014					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nozionale	%			
Euro	**35.221**	**35.424**	**65,4%**	**11.787**	**47.211**	**87,2%**
Dollaro USA	8.485	8.559	15,8%	(5.972)	2.587	4,8%
Sterlina inglese	5.437	5.508	10,2%	(5.508)	-	-
Peso colombiano	1.663	1.663	3,1%	-	1.663	3,1%
Real brasiliano	1.149	1.157	2,1%	-	1.157	2,1%
Franco svizzero	606	607	1,1%	(607)	-	-
Peso cileno/UF	458	470	0,9%	206	676	1,2%
Sol peruviano	363	363	0,7%	-	363	0,7%
Rublo russo	69	69	0,1%	332	401	0,7%
Yen giapponese	237	238	0,4%	(238)	-	-
Altre valute	92	92	0,2%	-	92	0,2%
Totale valute non euro	**18.559**	**18.726**	**34,6%**	**(11.787)**	**6.939**	**12,8%**
TOTALE	**53.780**	**54.150**	**100,0%**	-	**54.150**	**100,0%**

al 31.12.2013 restated

Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
Saldo contabile	Valore nozionale	%			
38.267	**38.525**	**68,9%**	**11.243**	**49.768**	**89,0%**
8.467	8.504	15,2%	(6.633)	1.871	3,3%
4.486	4.546	8,1%	(4.546)	-	-
1.662	1.662	3,0%	-	1.662	3,0%
746	748	1,3%	5	753	1,3%
593	595	1,1%	(595)	-	-
461	473	0,8%	435	908	1,6%
302	302	0,5%	(6)	296	0,5%
243	243	0,4%	335	578	1,0%
238	238	0,4%	(238)	-	-
98	98	0,2%	-	98	0,2%
17.296	**17.409**	**31,1%**	**(11.243)**	**6.166**	**11,0%**
55.563	**55.934**	**100,0%**	**-**	**55.934**	**100,0%**

454

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale al 31.12.2013 restated	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazione perimetro di consolid.	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Ricl. dalle/alle att./pass. possedute per la vendita	Valore nozionale al 31.12.2014
Obbligazioni	44.480	(3.873)	(42)	-	2.407	1.162	-	44.134
Finanziamenti bancari	9.645	(2.053)	-	-	1.851	1	(1.557)	7.887
Debiti verso altri finanziatori	1.809	(287)	-	169	324	115	(1)	2.129
Totale indebitamento finanziario	**55.934**	**(6.213)**	**(42)**	**169**	**4.582**	**1.278**	**(1.558)**	**54.150**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2014 registra una riduzione di 1.784 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, a fronte di rimborsi per 6.213 milioni di euro, di nuove emissioni per 4.582 milioni di euro, di differenze negative di cambio per 1.278 milioni di euro, di 169 milioni di euro dovuti alla variazione dell'area di consolidamento, principalmente a seguito dell'acquisizione di alcune società operanti nella generazione rinnovabile negli Stati Uniti che avevano sottoscritto in precedenza accordi di tax partnership, e di 1.558 milioni di euro dovuti alla riclassifica alle attività/passività possedute per la vendita (Slovenské elektrárne).

I principali rimborsi effettuati nel corso del 2014 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 3.873 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 2.053 milioni di euro nonché a debiti verso altri finanziatori per 287 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2014 si segnalano:

- 1.250 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 1.030 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di ottobre 2014;
- 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2014;
- 762 milioni di euro relativi al riacquisto di obbligazioni da parte di Enel Finance International NV garantite da Enel, in data 28 ottobre 2014, nel contesto dell'ottimizzazione della gestione finanziaria e della gestione attiva delle scadenze e del costo del debito.
- 350 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 288 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso, emesso da Enersis, scaduto nel mese di gennaio 2014;
- 250.000 milioni di pesos colombiani (pari a un controvalore di 86 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario emesso da Codensa e scaduto nel marzo 2014;
- 105 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 86 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da International Endesa BV e scaduto nel mese di settembre 2014;
- 105 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 86 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da International Endesa BV con scadenza 2039 e rimborsato in anticipo nel febbraio 2014;
- 5.000 milioni di rubli russi (pari a un controvalore di 69 milioni di euro) relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Russia scaduto nel mese di giugno 2014;
- 135 milioni di sol peruviani (pari a un controvalore di 37 milioni di euro) relativi ai prestiti obbligazionari emessi da Edelnor e scaduti nel 2014.

I principali rimborsi dei finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

- 817 milioni di euro relativi al rimborso dei finanziamenti bancari e linee di credito revolving di Endesa;
- 321 milioni di euro relativi al rimborso dei finanziamenti agevolati da parte di Endesa;
- 338 milioni di euro relativi al rimborso dei finanziamenti agevolati da parte di Enel Distribuzione ed Enel Produzione;
- 450 milioni di euro relativi ai rimborsi delle linee di credito da parte di Slovenské elektrárne.

Tra le principali operazioni di finanziamento effettuate nel

corso del 2014, si segnalano le seguenti:

> nel mese di gennaio, Enel SpA ha emesso prestiti obbligazionari ibridi le cui caratteristiche sono di seguito indicate:
  - 1.000 milioni di euro a tasso fisso 5%, con scadenza 15 gennaio 2075 con opzione call al 15 gennaio 2020;
  - 500 milioni di sterline inglesi (pari a un controvalore di 642 milioni di euro) a tasso fisso 6,625%, con scadenza 15 settembre 2076 con opzione call al 15 settembre 2021;
> nel mese di aprile, Empresa Nacional de Electricidad SA ha emesso un prestito obbligazionario di 400 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 329 milioni di euro) a tasso fisso, con scadenza al 15 aprile 2024;
> in data 9 maggio 2014 la stipula di Loan Agreement di 200 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 165 milioni di euro) della durata di 10 anni con IFC da parte della società Enel Brasil Participações;
> in data 3 dicembre 2014 la società cilena Empresa Eléctrica Panguipulli SA ha stipulato con BBVA un Loan Agreement di circa 150 milioni di dollari statunitensi (pari a un controvalore di 124 milioni di euro) della durata di sette anni e un tasso di interesse variabile;
> in data 16 luglio 2014 la società brasiliana Ampla ha lanciato sul mercato locale una emissione obbligazionaria di 300 milioni di real brasiliani (pari a un controvalore di 93 milioni di euro), della durata di cinque anni a un tasso di interesse variabile;
> nel mese di maggio Emgesa SA ha emesso un prestito obbligazionario di 240.000 milioni di pesos colombiani (pari a un controvalore di 83 milioni di euro), della durata di cinque anni, a tasso variabile, con scadenza al 16 maggio 2020;
> nei mesi di aprile e giugno Edelnor SA ha emesso diversi prestiti obbligazionari per un valore complessivo di 260 milioni di soles peruviani (pari a un controvalore di 72 milioni di euro), a tasso fisso, con varie scadenze fino al 12 giugno 2023;
> nel mese di maggio Emgesa SA ha emesso un prestito obbligazionario di 186.000 milioni di pesos colombiani (pari a un controvalore di 64 milioni di euro), a tasso variabile, con scadenza al 16 maggio 2024;
> nel mese di maggio Emgesa SA ha emesso un prestito obbligazionario di 163.000 milioni di pesos colombiani (pari a un controvalore di 56 milioni di euro), a tasso variabile, con scadenza al 16 maggio 2030.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2014.

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni:							
- Bond ibrido	Enel SpA	15/1/2014	1.000	EUR	5,00%	Tasso fisso	15/1/2020
- Bond ibrido	Enel SpA	15/1/2014	602	GBP	6,62%	Tasso fisso	15/9/2021
- bond internazionale	Endesa Chile	15/4/2014	290	USD	4,25%	Tasso fisso	15/4/2024
Totale obbligazioni			**1.892**				
Finanziamenti bancari:							
	Enel Green Power Brasile	18/12/2014	131	BRL	CDI Overnight + 204 bp	Tasso variabile	15/9/2024
	EGPI BV	27/3/2014	153	EUR	Euribor 6M + 210 bp	Tasso variabile	27/3/2026
	EGPI BV	14/8/2014	150	EUR	Euribor 6M + 60 bp	Tasso variabile	14/2/2029
	Slovenské elektrárne	30/5/2014	183	EUR/RUB	10,55%	Tasso fisso	30/11/2021
	Slovenské elektrárne	29/1/2014	151	EUR	Euribor + 180 bp	Tasso variabile	29/1/2019
	Slovenské elektrárne	30/5/2014	170	EUR	Euribor + 275 bp	Tasso variabile	30/11/2021
	Slovenské elektrárne	1/7/2014	137	EUR	Euribor + 134 bp	Tasso variabile	23/1/2021
Totale finanziamenti bancari			**1.075**				
Finanziamenti non bancari:							
	Enel Green Power North America	26/11/2014	129	USD	7,57%	Tasso fisso	26/11/2024
	Enel Green Power North America	1/4/2014	179	USD	8,26%	Tasso fisso	31/12/2023
Totale finanziamenti non bancari			**308**				

759

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2014 si evidenziano:

> in data 24 aprile 2014 è stata siglata una linea di credito di 550 milioni euro, tra Enel SpA e Unicredit SpA, che sostituisce la linea precedentemente siglata in data 18 luglio 2013, con scadenza luglio 2015, di ammontare pari a 400 milioni di euro;

> in data 26 settembre 2014 Endesa SA ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti (BEI) un Loan Agreement di 300 milioni di euro della durata di 12 anni;

> nel mese di dicembre 2014 Endesa SA ha stipulato le seguenti linee di credito bilaterali:
  - 500 milioni di euro con Banco Santander con scadenza 16 marzo 2018;
  - 500 milioni di euro con CaixaBank con scadenza 30 aprile 2018;
  - 300 milioni di euro con BBVA con scadenza 16 marzo 2018;
  - 200 milioni di euro con Banco Sabadell con scadenza 2 febbraio 2018;
  - 150 milioni di euro con Kutxabank con scadenza 18 febbraio 2018;
  - 100 milioni di euro con Bankinter con scadenza 27 marzo 2018.
  - 100 milioni di euro con Banco Popular con scadenza 29 marzo 2018;
  - 50 milioni di euro con Ibercaja con scadenza 15 gennaio 2018.

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 alla Capogruppo nella sua qualità di garante, tipici della prassi internazionale. I principali covenant 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, alla linea di credito revolving da 10 miliardi di euro, sottoscritta nel mese di aprile 2010, al Forward Start Facility Agreement sottoscritto in data 8 febbraio 2013 per un importo di 9,44 miliardi di euro e alle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i "Bond ibridi").
Nessuno di tali covenant risulta a oggi disatteso.
I principali 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 disposizioni 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 stesso;

> 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 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 altre società controllate del Gruppo, 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 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.), è previ-

sto 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 immediata del prestito.

Nel 2009 è stato sottoscritto un contratto di finanziamento tra Cassa Depositi e Prestiti, in qualità di mutuante, ed Enel Distribuzione, in qualità di mutuatario, che è stato oggetto di modifiche nel corso del 2011. I principali covenant contenuti in tale contratto di finanziamento e nella garanzia accessoria rilasciata dalla Capogruppo 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, 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 o vincoli aggiuntivi a eccezione di quelli espressamente consentiti, tranne il caso in cui non vi sia stato un preventivo consenso da parte di Cassa Depositi e Prestiti;
- clausole che prevedono da parte di Enel l'obbligo di fornire informazioni a Cassa Depositi e Prestiti sia periodicamente sia al verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, la variazione del credit rating di Enel, nonché 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). 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 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

I principali covenant previsti per per la linea di credito revolving da 10 miliardi di euro e per il Forward Start Facility Agreement sostanzialmente similari, possono essere riassunti come segue:

- clausole "negative pledge", in base alle quali il borrower (e le sue controllate rilevanti) non possono 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 si applica 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 in modo tale che l'affidabilità sotto il profilo finanziario del Gruppo stesso risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle due suddette ipotesi può dare luogo: (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento; (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, nazionalizza-

761

zione 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 entro 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 sui prestiti in oggetto che, pertanto, diverranno immediatamente esigibili;
- obblighi di informativa periodica.

I principali impegni relativi alle emissioni obbligazionarie di Bond Ibridi, possono essere riassunti come segue:

- fattispecie di "event of default", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento di quote capitale o di interessi dovuti , insolvenza, ovvero messa in liquidazione dell'emittente ecc.), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento che comporta, in alcuni casi, l'immediata esigibilità del prestito;
- clausole di subordinazione: ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie della Società ed è "pari passu" rispetto a tutti gli altri strumenti finanziari ibridi emessi, avendo una "seniority" superiore solo agli strumenti di "equity";
- divieto di fusione con un'altra società, di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

Gli impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate da Endesa Capital 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 e/o Endesa Capital, 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" con tutti gli altri titoli non garantiti e non subordinati presenti e futuri emessi da Endesa Capital o Endesa.

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 alcuni finanziamenti prevedono il rimborso anticipato in caso di change of control da parte di Endesa o delle società controllate.

762

40.3.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 3.252 milioni*

Al 31 dicembre 2014 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 3.252 milioni di euro, registrando un incremento di 768 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value	Valore contabile 2014-2013	Fair value
	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated			
Debiti verso banche a breve termine	30	30	118	118	(88)	(88)
Commercial paper	2.599	2.599	2.202	2.202	397	397
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	457	457	119	119	338	338
Altri debiti finanziari a breve termine	166	166	45	45	121	121
Indebitamento finanziario a breve	**3.252**	**3.252**	**2.484**	**2.484**	**768**	**768**

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 30 milioni di euro. I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2014 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 (già Endesa Internacional BV) ed Enersis per un importo complessivo di 3.209 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2014 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 2.599 milioni di euro, dei quali 2.400 milioni di euro in capo a Enel Finance International e 199 milioni di euro in capo a International Endesa BV.

40.4 Derivati passivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati passivi, distinti per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto e suddivisi in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated
Derivati di fair value hedge:								
- cambi	-	5	-	2	-	-	-	-
Totale	**-**	**5**	**-**	**2**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	3.635	4.056	554	361	922	1.345	2	24
- cambi	6.415	8.825	1.627	1.821	341	2.943	4	260
- commodity	742	391	225	7	2.075	4.100	464	156
Totale	**10.792**	**13.272**	**2.406**	**2.189**	**3.338**	**8.388**	**470**	**440**
Derivati di trading:								
- tassi	107	216	21	22	123	600	75	51
- cambi	240	14	10	-	2.716	2.219	71	34
- commodity	20	66	4	3	15.307	10.582	4.825	2.415
Totale	**367**	**296**	**35**	**25**	**18.146**	**13.401**	**4.971**	**2.500**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**11.159**	**13.573**	**2.441**	**2.216**	**21.484**	**21.789**	**5.441**	**2.940**

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla Nota 43 "Derivati e hedge accounting".

40.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divise per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2014	
	Utili/(Perdite) netti	*di cui: impairment/ripristini di impairment*
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value	(94)	-
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al costo ammortizzato	1	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	6	-
Finanziamenti e altri crediti	(249)	*(807)*
Attività finanziarie al FVTPL		
Attività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	6	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	**6**	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(4.252)	-
Passività finanziarie al FVTPL		
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	(4)	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	(28)	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	**(32)**	-

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 10 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

41. Gestione del rischio

Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a una varietà di rischi finanziari quali il rischio di mercato (comprensivo del rischio di tasso di interesse, tasso di cambio e del prezzo delle commodity), il rischio di credito e il rischio di liquidità.

La governance dei rischi finanziari adottata dal Gruppo prevede:

- la presenza di specifici comitati interni, composti dal top management del Gruppo e presieduti dall'Amministratore Delegato della Società, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi;
- l'emanazione di specifiche policy e procedure, a livello di Gruppo e di singole Division/Country/Business Line, che definiscono i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione del business e le strutture responsabili del controllo dei rischi;
- la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Division/Country/Business Line per le diverse tipologie di rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.

Rischi di mercato

Per rischio di mercato si intende il rischio che i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario o il suo fair value possano fluttuare a causa di variazioni nei prezzi di mercato.

Il rischio di mercato comprende principalmente il rischio tasso di interesse, il rischio tasso di cambio nonché il rischio prezzo delle commodity.

Il rischio tasso di interesse e il rischio tasso di cambio derivano principalmente dalla presenza di strumenti finanziari.
Le principali passività finanziarie, diverse dai derivati, detenute dalla Società comprendono i prestiti obbligazionari, i finanziamenti bancari, i debiti verso altri finanziatori, le commercial paper, i depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), i debiti per lavori in corso nonché i debiti commerciali.
Lo scopo principale di tali strumenti finanziari è quello di finanziare l'attività del Gruppo.
Le principali attività finanziarie, diverse dai derivati, detenute dalla Società comprendono i crediti finanziari, i crediti per factoring, i depositi in denaro forniti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, i crediti per lavori in corso, nonché i crediti commerciali.
Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento alla Nota 40 "Strumenti finanziari".
Le fonti dell'esposizione al rischio tasso di interesse e tasso di cambio non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse possono comportare variazioni in aumento degli oneri finanziari netti o variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value.
Il Gruppo, inoltre, è esposto al rischio che le variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere generino variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in divisa estera quali costi e ricavi, attività e passività, nonché dei valori di consolidamento delle partecipazioni estere (rischio traslativo). Come per i tassi di interesse anche le variazioni dei tassi di cambio comportano variazioni del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value.

Le policy di Gruppo relative alla gestione dei rischi di mercato prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e di cambio, con l'esclusione del rischio traslativo. Tale obiettivo viene raggiunto alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, nonché attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti derivati sui mercati over the counter (OTC).

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche è generato dalla volatilità dei prezzi e dalle correlazioni strutturali esistenti, che rendono incerto il margine derivante dalle operazioni di compravendita di combustibili ed energia. Le dinamiche dei prezzi sono osservate e analizzate al fine di contribuire alla definizione delle politiche e delle strategie industriali, finanziarie e commerciali del Gruppo.
Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine sono elaborate e pianificate, in conformità con le policy di Gruppo e i limiti definiti dalla risk governance, sia strategie che intervengono nella varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas – quali l'approvvigionamento anticipato – sia piani e tecniche di coperture dei rischi finanziari tramite l'utilizzo di contratti derivati. Le società del Gruppo elaborano strategie di copertura del rischio di prezzo derivante da negoziazioni in commodity e attraverso strumenti finanziari riducono o eliminano il rischio di mercato sterilizzando le componenti variabili del prezzo. Inoltre possono, se autorizzate, svolgere attività di proprietary trading sulle commodity energetiche di riferimento del Gruppo al fine monitorare e approfondire la conoscenza dei mercati di maggiore interesse.
La struttura organizzativa definita nel 2014 prevede una unica entità che opera per tutto il Gruppo nel sourcing di combustibili e nella vendita all'ingrosso della produzione elettrica e di gas, oltre ad accentrare le attività di trading con il diretto controllo delle strutture a cui essa è preposta, che operando anche a livello locale presiedono da vicino il rapporto con i mercati. Insieme alla Global Business Line cooperano unità di Holding con il compito di guidare, monitorare e integrare i risultati globali. Ai fini della gestione e del controllo del rischio di mercato legato alle commodity energetiche, il rafforzamento di una visione integrata di business e geografica sulle attività di compravendita e di trading è conforme agli scenari globali in cui il Gruppo opera e consente aree di miglioramento sia nella massimizzazione del margine sia nel governo dei rischi.

Nell'ambito della governance dei rischi di mercato, la Società svolge regolarmente l'attività di monitoraggio del portafoglio in derivati OTC con riferimento ai valori soglia definiti dal regolatore per l'attivazione degli obblighi di clearing (regolamento EMIR – European Market Infrastructure Regulation – n. 648/2012 del Parlamento Europeo). Nel corso del 2014 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

Nell'ambito della misurazione dei rischi finanziari il Gruppo effettua la valutazione del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (De-

bit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari valutati al fair value per la corrispondente misura del rischio controparte.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 45 "Attività misurate al fair value".

Rischio tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

Per il Gruppo Enel la principale fonte di rischio di tasso di interesse nasce dalla presenza di strumenti finanziarie e si manifesta principalmente come variazione nei flussi connessi al pagamento degli interessi sulle passività finanziarie indicizzate a tasso variabile, come variazione delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value, tipicamente strumenti di debito a tasso fisso.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 40 "Strumenti finanziari".

L'esposizione al rischio di tasso di interesse non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Il Gruppo Enel gestisce il rischio di tasso di interesse attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri finanziari e di contenimento del costo della provvista.

Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata nonché condizioni di tasso, e modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di strumenti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate 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 bilancia la corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione coperta.

In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. A tale riguardo, allo scopo di testare ai fini della normativa EMIR l'effettiva efficacia delle tecniche di copertura poste in essere, il Gruppo sottopone i propri portafogli di copertura a una periodica verifica statistica.

Attraverso i contratti di interest rate swap, il Gruppo Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

Gli interest rate swap "da variabile a fisso" consentono di trasformare una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa futuri alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da fisso a variabile" consentono di trasformare una passività finanziaria a tasso fisso valutata al fair value in una passività a tasso variabile neutralizzando in tal modo l'esposizione del fair value alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da variabile a variabile" consentono di scambiare flussi di interesse variabili caratterizzati da diversi criteri di indicizzazione.

Si fa presente che alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi cedolari con più fasi coperti da interest rate swap che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio di flussi di interessi entrambi a tasso fisso.

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 valore 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 sia il tasso minimo sia il tasso massimo cedolare; 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 sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni nel livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2014 e del 31 dicembre 2013, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2014	2013 restated
Da variabile a fisso interest rate swap	5.043	7.175
Da fisso a variabile interest rate swap	889	1.121
Da fisso a fisso interest rate swap	100	100
Da variabile a variabile interest rate swap	180	180
Interest rate option	50	50
Totale	**6.262**	**8.626**

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota 43 "Derivati e hedge accounting".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Milioni di euro	**2014**				2013 restated			
	Ante copertura	%	Post-copertura	%	*Ante* copertura	%	Post-copertura	%
Tasso variabile	17.656	30,8%	13.396	23,3%	19.651	33,6%	13.536	23,2%
Tasso fisso	39.749	69,2%	44.009	76,7%	38.767	66,4%	44.882	76,8%
Totale	**57.405**		**57.405**		**58.418**		**58.418**	

Al 31 dicembre 2014, il 31% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (34% al 31 dicembre 2013 restated). Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2014 risulta pari al 23% dell'indebitamento finanziario (23% al 31 dicembre 2013 restated). 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'indebitamento finanziario coperto risulterebbe pari al 77% rispetto all'esposizione (77% coperto al 31 dicembre 2013 restated).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

Si segnala che durante il 2014 le principali scadenze di un bond emesso da Enel SpA, prepayment da parte di International Endesa BV, finanziamenti di Slovenské elektrárne e normali quote di ammortamento dei finanziamenti delle società del Gruppo hanno comportato una contestuale riduzione di strumenti derivati in interest rate swap per un valore complessivo di 2.215 milioni di euro.

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come di seguito riportato.

Milioni di euro	2014				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	34	(34)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	7	(7)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	70	(70)
Fair value hedge	25	(11)	11	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

Per le società del Gruppo Enel la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari e flussi di cassa denominati in una valuta diversa dalla propria valuta di conto e/o funzionale.
In particolare, l'esposizione al rischio di tasso di cambio deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- debito denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale, 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.

L'esposizione al rischio di cambio non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.
Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 40 "Strumenti finanziari".

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 cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap.
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 bilancia le corrispondenti variazioni nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione coperta.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine denominata in divisa estera in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto e/o funzionale per la società che detiene l'esposizione.
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.
I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di flussi di capitale denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2014 e del 31 dicembre 2013, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2014	2013 restated
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	14.801	14.263
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	4.942	4.253
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	3.552	1.906
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	148	246
Contratti currency forward a copertura di finanziamenti	224	201
Altri contratti forward	-	423
Totale	**23.667**	**21.292**

In particolare si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 14.801 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta diversa dall'euro (14.263 milioni di euro al 31 dicembre 2013);
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 8.494 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto e vendita di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (6.159 milioni di euro al 31 dicembre 2013);
- contratti currency swap con un ammontare nozionale complessivo di 148 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato ai rimborsi delle commercial paper emesse in valute diverse dall'euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2013);
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 224 milioni di euro finalizzati alla copertura del rischio cambio connesso a finanziamenti in valuta diversa dall'euro (201 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Al 31 dicembre 2014 si rileva che il 35% (31% al 31 dicembre 2013) dell'indebitamento a lungo termine di Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale di indebitamento non coperta da tale rischio si attesta al 13% al 31 dicembre 2014 (11% al 31 dicembre 2013).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto.

Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

Milioni di euro	2014				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo denominato in valuta estera dopo le coperture	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	85	(103)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(1.900)	2.321
Fair value hedge	10%	-	-	-	-

Rischio prezzo commodity

Il Gruppo è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity derivante principalmente dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali elettriche e di compravendita di gas naturale mediante contratti indicizzati, e 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 sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente 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 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 prevalentemente in funzione di una stima dell'andamento dei costi di generazione. Nei portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi a fattori di rischio che generano esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi, e tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra i flussi infragruppo.

Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono prevalentemente contratti derivati plain vanilla (in particolare forward, swap, opzioni su commodity, future, contratti per differenza).

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, svolta dalle sole società del Gruppo espressamente autorizzate dalle policy aziendali, consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO_2 ed energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

I processi di commodity risk management definiti nell'ambito del Gruppo sono finalizzati a monitorare costantemente l'andamento del rischio nel tempo e verificare che i livelli di rischio, osservati sulla base di specifiche dimensioni di analisi (per esempio geografica, organizzativa, per filiera produttiva ecc.) rispettino dei valori soglia coerenti con l'appetito al rischio stabilito dal Vertice aziendale. Le attività si svolgono all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. Il monitoraggio delle posizioni avviene mensilmente, valutando il Profit at Risk nel caso di portafogli industriali, e giornalmente, calcolando il Value at Risk nel caso di portafogli di trading.

I limiti di rischio dell'attività di proprietary trading sono fissati 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 per il 2014 è pari a circa 33 milioni di euro.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2014	2013 restated
Contratti forward e future	26.671	17.526
Swap	9.359	11.024
Opzioni	401	264
Embedded	-	659-
Totale	**36.431**	**29.473**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 43 "Derivati e hedge accounting".

470

Analisi di sensitivity del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitivity a cambiamenti ragionevolmente possibili nei prezzi delle commodity sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data, mantenendo tutte le altre variabili costanti. Gli shift applicati sulle curve dei prezzi delle commodity sono pari al +10% e al -10%.
L'impatto sul risultato prima delle imposte è dovuto principalmente alla variazione del prezzo del gas e delle commodity petrolifere. L'impatto sul patrimonio netto è dovuto pressoché integralmente alla variazione del prezzo del carbone e del gas. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro		2014			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Prezzo commodity	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	10%	(60)	(61)	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10%	-	-	(236)	(276)

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).
Già dagli esercizi precedenti, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di incasso. Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la politica generale a livello di Gruppo prevede l'applicazione di criteri omogenei, in tutte le principali Region/Country/Business Line, per la misurazione delle esposizioni creditizie, al fine sia di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere – individuando le eventuali azioni di mitigazione da porre in essere – sia di consentire il consolidamento e il monitoraggio delle esposizioni a livello di Gruppo.
La gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Region/Country/Business Line da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding.

Relativamente al rischio di credito derivante dall'operatività in commodity, è applicato un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello locale. A partire dal 2013 sono stati applicati e monitorati limiti di portafoglio, approvati dal Comitato di Rischio Credito di Gruppo, sia per le Region/Country/Business Line interessate sia a livello consolidato.

Con riferimento al rischio di credito originato da operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral e/o l'applicazione di criteri di netting. Anche nel 2014 sono stati applicati e monitorati, attraverso un sistema di valutazione interno, i limiti operativi al rischio di credito sulle controparti finanziarie, approvati dal Comitato Rischi Finanziari di Gruppo, sia a livello di singola Region/Country/Business Line sia a livello consolidato.

A ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti, il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), le quali hanno riguardato prevalentemente specifici segmenti del portafoglio commerciale e, in misura inferiore, crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla vendita.
Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Concentrazione del rischio di credito dei clienti

I crediti commerciali sono generati dall'operatività del Gruppo in molteplici Region/Country (Italia, Spagna, Romania, America Latina, Russia, Francia, Nord America ecc.) con clienti e controparti che presentano un elevato livello di diversificazione, oltre che geografica, anche settoriale (imprese industriali, energetiche, del commercio, del turismo, telefoniche, pubbliche amministrazioni ecc.) e dimensionale (large corporate, piccole e medie imprese, clienti residenziali). Enel, infatti, attraverso le sue controllate, ha oltre 60 milioni di clienti o controparti con esposizioni creditizie tendenzialmente granulari.

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

	2014
Crediti commerciali svalutati	**1.662**
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	**8.380**
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati:	**3.642**
- da meno di 3 mesi	1.416
- da 3 a 6 mesi	282
- da 6 mesi a 12 mesi	399
- da 12 mesi a 24 mesi	489
- oltre 24 mesi	1.056
Totale	**13.684**

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato e la disponibilità di accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.

Nell'ambito del Gruppo, la Holding svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa International BV ed Endesa Capital SA), garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali.

Il Gruppo ha avviato alcune azioni volte a ottimizzare le movimentazioni del capitale circolante e i flussi finanziari a esso collegati. In particolare, traendo spunto dal documento di consultazione n. 618/2014/R/eel dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico dell'11 dicembre 2014 (successivamente finalizzato in data 16 gennaio 2015) relativo all'entrata in vigore del nuovo Codice di Rete, il quale prevede la possibilità di allungare la scadenza dei pagamenti dovuti dalle imprese distributrici alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico per la restituzione del gettito relativo agli oneri generali di sistema, Enel Distribuzione ha provveduto alla liquidazione degli oneri di sistema relativi al mese di ottobre 2014, pari a complessivi 1,2 miliardi di euro, nel corso del successivo mese di gennaio 2015.

Il Gruppo detiene le seguenti linee di credito non utilizzate:

Milioni di euro	al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	671	13.456	494	14.912
Linee di credito uncommitted	425	-	795	-
Commercial paper	6.727	-	7.088	-
Totale	**7.823**	**13.456**	**8.377**	**14.912**

Le linee di credito committed ammontano a livello di Gruppo a 14.127 milioni di euro, con 13.456 milioni di euro con scadenza oltre il 2015. Il totale disponibile ammonta a 21.279 milioni di euro, di cui 6.727 milioni di euro di commercial paper.

Analisi delle scadenze

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di 3 mesi	Tra 3 mesi e 1 anno	2016	2017	2018	2019	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	1.012	1.549	3.502	2.466	5.132	2.137	16.099
- tasso variabile quotate	1.387	45	1.182	384	796	238	1.660
- tasso fisso non quotate	-	-	-	1.233	-	1.434	2.218
- tasso variabile non quotate	-	63	64	65	66	313	760
Totale obbligazioni	**2.399**	**1.657**	**4.748**	**4.148**	**5.994**	**4.122**	**20.737**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	5	42	81	63	304	60	371
- tasso variabile	134	574	714	496	731	562	3.628
- uso linee di credito revolving	-	69	9	-	3	-	-
Totale finanziamenti bancari	**139**	**685**	**804**	**559**	**1.038**	**622**	**3.999**
Finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	49	137	185	161	163	134	894
- tasso variabile	13	46	70	66	39	33	139
Totale finanziamenti non bancari	**62**	**183**	**255**	**227**	**202**	**167**	**1.033**
TOTALE	**2.600**	**2.525**	**5.807**	**4.934**	**7.234**	**4.911**	**25.769**

Impegni per l'acquisto delle commodity

Nel corso dello svolgimento del proprio business il Gruppo Enel ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity a una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella c.d. "own use exemption" prevista dallo IAS 39.

La seguente tabella riporta l'analisi dei flussi di cassa non attualizzati in relazione agli impegni outstanding al 31 dicembre 2014.

Milioni di euro	ai 31.12.2014	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	54.384	20.142	10.954	7.725	15.563
- combustibili	63.605	35.718	16.468	8.289	3.130
Totale	**117.989**	**55.860**	**27.422**	**16.014**	**18.693**

42. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2014 non sono presenti posizioni compensate tra le attività e le passività iscritte in bilancio in quanto la policy adottata dal Gruppo Enel non prevede la regolazione netta delle attività e passività finanziarie.

43. Derivati e hedge accounting

43.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity, rischio di credito ed equity quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

Alla data di designazione della copertura, il Gruppo deve documentare la strategia e gli obiettivi di risk management prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettici al fine di verificare che gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposto, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- derivati di cash flow hedge relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrice della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di commodity petrolifere;
- derivati di fair value hedge, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del fair value di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- derivati di net investment in a foreign operation (NIFO), aventi per oggetto la copertura della volatilità dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la Società è esposta si rimanda alla Nota 41 "Gestione del rischio".

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero altrimenti impattare il Conto economico.

La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico.

Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, è rilevato a Conto economico.

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.

Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rila-

sciati immediatamente a Conto economico.
Attualmente il Gruppo utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del Conto economico.

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dal Gruppo con l'intento di proteggersi dal rischio di variazioni avverse del fair value di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.
Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value del sottostante che sono attribuibili al rischio coperto.
Se la relazione di copertura si dimostra "inefficace" o se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.
Attualmente il Gruppo utilizza in modo marginale tali relazioni di copertura al fine di cogliere le opportunità legate all'andamento generalizzato delle curve dei tassi di interesse.

Hedge of a net investment in a foreign operation (NIFO)

La copertura di un investimento netto in un'entità estera, con valuta funzionale diversa dall'euro, rappresenta una copertura degli effetti contabili derivanti dalla variazione dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere. Lo strumento di copertura è una passività denominata nella medesima valuta estera dell'investimento. Le differenze di cambio della posta coperta e della copertura vengono rilevate ogni esercizio in patrimonio netto fino al momento della cessione della partecipazione, momento in cui tali differenze di cambio passano a Conto economico.

Attualmente nel Gruppo non sono presenti operazioni di copertura di un investimento netto in una gestione estera.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura.
Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati fair value hedge:								
- tassi	904	1.121	55	49	-	-	-	-
- cambi	-	-	-	-	-	5	-	(2)
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	506	1.258	5	40	4.557	5.401	(556)	(385)
- cambi	11.740	5.479	1.407	439	6.756	11.768	(1.631)	(2.081)
- commodity	3.457	286	433	22	2.817	4.491	(689)	(163)
Totale	**16.607**	**8.144**	**1.900**	**550**	**14.130**	**21.665**	**(2.876)**	**(2.631)**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si veda la Nota 45 "Attività misurate al fair value".

Relativamente alla classificazione dei derivati di hedging come attività non correnti e correnti e passività non correnti e correnti, si veda la Nota 41 "Gestione del rischio".

43.2 Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	**Attività coperta**	**al 31.12.2014**		al 31.12.2013 restated	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	41	1.004	50	1.221
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(537)	4.963	(346)	6.559
Totale		**(496)**	**5.967**	**(296)**	**7.780**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013 restated
Derivati fair value hedge:								
- interest rate swap	904	1.121	55	49	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- interest rate swap	506	1.258	5	40	4.557	5.401	(556)	(385)
Totale derivati sul tasso di interesse	**1.410**	**2.379**	**60**	**89**	**4.557**	**5.401**	**(556)**	**(385)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta, al 31 dicembre 2014, pari a 5.967 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 496 milioni di euro.

La generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno ha portato a un peggioramento del fair value nei derivati classificati di cash flow hedge e a un miglioramento nei derivati di fair value hedge.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse:							
- derivati attivi (fair value positivo)	5	(5)	2	-	-	-	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(556)	(115)	(89)	(75)	(65)	(55)	(226)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	2014	2013 restated
Saldo di apertura al 01.01.2014	**(1.729)**	**(1.638)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	958	(281)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	130	228
Saldo di chiusura al 31.12.2014	**(641)**	**(1.691)**

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
		al 31.12.2014		al 31.12.2013 restated	
Strumento di copertura	**Attività coperta**				
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(508)	14.064	(1.580)	13.848
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	11	416	26	415
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(38)	321	-	-
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	312	3.674	(90)	2.962
Currency forward	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	-	21	-	27
Totale		**(224)**	**18.496**	**(1.644)**	**17.252**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 14.064 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 508 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 737 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 27 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 3.695 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto e vendita di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro e un fair value pari a 312 milioni di euro.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati fair value hedge:								
- CCIRS	-	-	-	-	-	5	-	(2)
Derivati di cash flow hedge:								
- currency forward	3.520	218	315	4	175	2.771	(3)	(95)
- CCIRS	8.220	5.261	1.092	435	6.581	8.997	(1.628)	(1.986)
Totale derivati sul tasso di cambio	**11.740**	**5.479**	**1.407**	**439**	**6.756**	**11.773**	**(1.631)**	**(2.083)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2014, pari a 14.801 milioni (14.263 milioni di euro al 31 dicembre 2013), evidenzia un incremento di 538 milioni di euro. In particolare, si evidenzia che sono scaduti e cancellati cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 1.989 milioni di euro a fronte di nuovi derivati a copertura del Bond ibrido di Enel SpA in sterline e di finanziamenti indicizzati in divise diverse dalla moneta di conto per un controvalore complessivo di 1.398 milioni di euro. Il valore risente inoltre dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise, che ha determinato un incremento del loro valore nozionale per 1.129 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2014, pari a 3.695 milioni di euro (2.989 milioni di euro al 31 dicembre 2013), evidenzia un incremento di 706 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto e vendita di gas naturale e dall'acquisto di combustibili. Le variazioni del nozionale sono connesse alla normale operatività.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio:							
- derivati attivi (fair value positivo)	1.407	185	137	274	103	409	829
- derivati passivi (fair value negativo)	(1.631)	(62)	(157)	(41)	(53)	(183)	485

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	2014	2013 restated
Saldo di apertura al 01.01.2014	**(84)**	**(75)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(1.089)	(61)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	64	52
Saldo di chiusura al 31.12.2014	**(1.109)**	**(84)**

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati di cash flow hedge								
Derivati su energia:								
- swap	545	81	50	12	152	326	(7)	(9)
- forward/future	1.149	115	95	4	348	1.502	(18)	(26)
Totale derivati su energia	**1.694**	**196**	**145**	**16**	**500**	**1.828**	**(25)**	**(35)**
Derivati su carbone:								
- swap	-	-	-	-	718	1.250	(183)	(120)
Totale derivati su carbone	**-**	**-**	**-**	**-**	**718**	**1.250**	**(183)**	**(120)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	124	-	41	-	13	17	(3)	(1)
- forward/future	1.426	-	197	-	1.586	1.396	(478)	(7)
Totale derivati su gas e petrolio	**1.550**	**-**	**238**	**-**	**1.599**	**1.413**	**(481)**	**(8)**
Derivati su CO_2:								
- forward/future	213	90	50	6	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**213**	**90**	**50**	**6**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**3.457**	**286**	**433**	**22**	**2.817**	**4.491**	**(689)**	**(163)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito principalmente alle coperture su gas e oil per un ammontare di 238 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia per 145 milioni di euro e a operazioni su CO_2 per un fair value di 50 milioni di euro. Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale, sia in approvvigionamento sia in vendita, effettuate sia su commodity petrolifere sia su prodotti gas con delivery fisica (All in One Hedge).

I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 481 milioni di euro, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per 183 milioni di euro e a derivati su energia per 25 milioni di euro.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2014	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre
Derivati di cash flow hedge su rischio di prezzo commodity:							
- derivati attivi (fair value positivo)	433	327	104	2	-	-	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(689)	(464)	(225)	-	-	-	-

779

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity rilevati durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	2014	2013 restated
Saldo di apertura al 01.01.2014	**(52)**	**(75)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(318)	(228)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	122	251
Saldo di chiusura al 31.12.2014	**(248)**	**(52)**

44. Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated	al 31.12.2014	al 31.12.2013 restated
Derivati FVTPL								
Derivati su tasso di interesse:								
- interest rate swap	65	30	4	2	180	766	(88)	(69)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(8)	(4)
Derivati su tasso di cambio:								
- currency forward	2.215	1.807	159	46	2.956	2.233	(81)	(34)
Derivati su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	1.207	2.356	155	131	1.611	1.775	(183)	(94)
- forward/future	5.391	6.128	480	133	5.456	3.469	(417)	(44)
- opzioni	104	52	2	4	80	32	(6)	(3)
Totale derivati su energia	**6.702**	**8.536**	**637**	**268**	**7.147**	**5.276**	**(606)**	**(141)**
Derivati su carbone:								
- swap	1.527	928	187	57	1.742	422	(218)	(58)
- forward/future	73	35	7	5	51	13	(15)	(2)
- opzioni	3	2	3	2	10	7	(23)	(5)
Totale derivati su carbone	**1.603**	**965**	**197**	**64**	**1.803**	**442**	**(256)**	**(65)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	645	1.844	2.686	1.988	902	1.714	(2.747)	(1.998)
- forward/future	5.677	2.535	944	130	5.170	2.079	(824)	(95)
- opzioni	99	82	278	61	102	89	(331)	(59)
Totale derivati su gas e petrolio	**6.421**	**4.461**	**3.908**	**2.179**	**6.174**	**3.882**	**(3.902)**	**(2.152)**
Derivati su CO_2:								
- forward/future	68	65	19	18	63	257	(10)	(19)
Totale derivati su CO_2	**68**	**65**	**19**	**18**	**63**	**257**	**(10)**	**(19)**
Derivati su altre commodity:								
- swap	35	21	10	7	138	132	(53)	(39)
- option	1	-	1	-	2	-	(2)	(1)
Totale derivati su altre commodity	**36**	**21**	**11**	**7**	**140**	**132**	**(55)**	**(40)**
Derivati embedded	-	-	-	-	-	659	-	(1)
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**17.110**	**15.885**	**4.935**	**2.584**	**18.513**	**13.697**	**(5.006)**	**(2.525)**

Al 31 dicembre 2014 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 295 milioni di euro. La variazione di nozionale rispetto al 31 dicembre 2013 è imputabile a una naturale riduzione della quota di ammortamento degli interest rate swap in essere e alla scadenza di strumenti derivati per 500 milioni di euro avvenuta nel corso del 2014, che, pur essendo stati posti in essere con l'intento di copertura, non rispettavano i requisiti richiesti per il trattamento in hedge accounting. Il fair value di 92 milioni di euro ha subito un peggioramento di 21 milioni di euro principalmente imputabile alla riduzione generalizzata della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2014 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 5.171 milioni di euro. L'aumento complessivo del loro valore nozionale e del relativo fair value è principalmente connesso alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2014 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 30.157 milioni di euro.

Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprendono, tra gli altri, coperture su gas e oil per un ammontare di 3.908 milioni di euro e operazioni in derivati su energia per 637 milioni di euro.

Il fair value passivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di trading è riferito principalmente alle coperture su gas e oil per un ammontare di 3.902 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 606 milioni di euro.

Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni 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.

45. Attività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai princípi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite alcune informazioni di dettaglio inerenti alle tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.

A tale scopo:

- le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Per aspetti generali o di informativa circa le contabilizzazioni relative a tali fattispecie, si rimanda alla Nota 2 "Princípi contabili e criteri di valutazione".

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	22	157	157	-	-	-	-	-	-
Accordi per servizi in concessione	22	669	-	669	-	-	-	-	-
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	22.1	139	139	-	-	-	-	-	-
Investimenti finanziari in fondi	22.1	40	40	-	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	43	5	-	5	-	-	-	-	-
- cambi	43	1.163	-	1.163	-	-	-	-	-
- commodity	43	107	89	18	-	326	148	178	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	43	55	-	55	-	-	-	-	-
Derivati di trading:									
- tassi	43	3	-	3	-	1	-	1	-
- cambi	43	2	-	2	-	157	-	157	-
- commodity	43	-	-	-	-	4.772	2.590	2.182	-
Rimanenze valutate al fair value	24	-	-	-	-	267	267	-	-
Attività possedute per la vendita	30	-	-	-	-	6.778	-	-	6.778

Il fair value delle partecipazioni in altre imprese è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Gli "Accordi per servizi in concessione" sono relativi all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano da parte delle società Ampla e Coelce e sono contabilizzati applicando l'IFRIC 12. Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.

Per quanto concerne i contratti derivati, il fair value 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 e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi alle commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi princípi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul 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 importi espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.
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 del Gruppo. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati 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.

Infine, le "Attività possedute per la vendita" si riferiscono principalmente alla società Slovenské elektrárne e il relativo fair value è stimato come presumibile valore di realizzo, al netto dei prezzi di cessione, ed è determinato sulla base della documentazione a oggi disponibile relativamente al processo di vendita della società.

45.1 Attività con indicazione del fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Investimenti immobiliari	16	171	-	17	154	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	22	13	-	-	13	-	-	-	-
Rimanenze	24	-	-	-	-	76	-	-	76

La tabella accoglie investimenti immobiliari, partecipazioni in altre imprese e rimanenze valutati al costo per i quali il fair value è stato stimato rispettivamente pari a 171 milioni di euro, 13 milioni di euro e 76 milioni di euro. Gli importi sono stati calcolati con l'ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità dei casi in questione.

Il valore delle partecipazioni valutate con un fair value di Livello 3 si è incrementato di 7 milioni rispetto all'anno precedente e fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute da Endesa.
Il valore delle rimanenze è sostanzialmente riferibile ai certificati ambientali.

46. Passività misurate al fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	43	554	-	554	-	2	-	2	-
- cambi	43	1.627	-	1.627	-	4	-	4	-
- commodity	43	225	104	121	-	464	144	320	-
Derivati di trading:									
- tassi	43	21	-	21	-	75	-	75	-
- cambi	43	10	-	10	-	71	-	71	-
- commodity	43	4	-	4	-	4.825	3.277	1.548	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	39	-	-	-	-	46	-	-	46
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	39	13	-	-	13	789	-	-	789
Risconti passivi	39	-	-	-	-	34	-	34	-
Passività possedute per la vendita	30	-	-	-	-	5.290	-	-	5.290

La voce "Corrispettivi potenziali" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

I "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" si riferiscono per 778 milioni di euro al debito associato alle opzioni su Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, determinato in funzione delle condizioni di esercizio indicate nei relativi contratti, e per 24 milioni al debito associato alle opzioni su Renovables de Guatemala (13 milioni di euro) e Maicor Wind (11 milioni di euro).

Le "Passività possedute per la vendita" si riferiscono principalmente alla società Slovenské elektrárne e il relativo fair value è stimato come presumibile valore di realizzo, al netto dei prezzi di cessione, ed è determinato sulla base della documentazione a oggi disponibile relativamente al processo di vendita della società.

46.1 Passività con indicazione del fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- a tasso fisso	40.3.1	43.655	35.981	7.674	-
- a tasso variabile	40.3.1	7.245	3.435	3.810	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	40.3.1	1.170	-	1.170	-
- a tasso variabile	40.3.1	7.096	-	7.096	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	40.3.1	1.824	-	1.824	-
- a tasso variabile	40.3.1	420	-	420	-
Debiti verso banche a breve termine	40.3.2	30	-	30	-
Commercial paper	40.3.2	2.599	-	2.599	-
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	40.3.2	457	-	457	-
Altri debiti finanziari a breve termine	40.3.2	166	-	166	-
Totale		64.662	39.416	25.246	-

47. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
GME - Gestore dei Mercati energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti
GSE - Gestore dei Servizi energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
Terna	Controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura
Gruppo Eni	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale
Gruppo Finmeccanica	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni
Gruppo Poste Italiane	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi di postalizzazione

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere nel corso del 2014 e al 31 dicembre 2014.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre
Rapporti economici							
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.087	1.150	1.124	256	25	63
Altri ricavi	-	-	4	1	353	-	5
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-
Materie prime e materiali di consumo	4.395	1.690	64	1.229	1	-	2
Servizi	-	163	1.886	77	4	119	46
Altri costi operativi	3	-	4	46	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	17	-	29	-	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre
Rapporti patrimoniali							
Crediti commerciali	-	444	544	127	24	5	14
Altre attività correnti	1	7	13	1	102	5	5
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	2
Debiti commerciali	762	382	406	443	1.006	45	29
Altre passività correnti	-	-	1	-	-	1	-
Derivati passivi non correnti	-	-	24	-	-	-	-
Altre informazioni							
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	4	24
Impegni	-	-	1	19	-	18	11

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 http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2014 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

F86

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	5.705	46	5.751	73.328	7,8%
-	363	4	367	2.463	14,9%
-	-	23	23	1.248	1,8%
-	7.381	214	7.595	36.928	20,6%
-	2.295	145	2.440	17.179	14,2%
-	53	-	53	2.362	2,2%
-	46	-	46	(225)	-20,4%
-	-	28	28	5.540	0,5%

Dirigenti con responsabilità strategica	Totale	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale	Totale voce di bilancio	Incidenza %
-	1.158	62	1.220	12.022	10,1%
-	134	8	142	2.706	5,2%
-	2	-	2	1.464	0,1%
-	3.073	86	3.159	13.419	23,5%
-	2	1	3	10.827	-
-	24	-	24	2.441	1,0%
-	178	-	178		
-	49	-	49		

48. 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 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	4.304	5.685	(1.381)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	54.384	42.181	12.203
- acquisti di combustibili	63.605	55.788	7.817
- forniture varie	1.782	2.176	(394)
- appalti	1.785	2.001	(216)
- altre tipologie	2.345	2.696	(351)
Totale	**123.901**	**104.842**	**19.059**
TOTALE	**128.205**	**110.527**	**17.678**

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella Nota 41.

49. Passività e attività potenziali

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel

Con sentenza del 31 marzo 2006 il Tribunale di Adria ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di alcuni soggetti, persone fisiche ed enti. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati (cittadini e associazioni ambientaliste), mentre la quantificazione del risarcimento a favore degli enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, alcuni enti veneti ed emiliani inclusi gli Enti Parco dell'area) è stata rimessa a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di "provvisionale" – circa 2,5 milioni di euro complessivi.
La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata e, 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 ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. Avverso detta favorevole sentenza di appello, hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituitesi in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che, in forza di accordo intervenuto nel corso del 2008, Enel ha provveduto al pagamento delle somme liquidate a favore degli enti pubblici veneti. Nel corso del 2011, il Ministero dell'Ambiente, gli enti pubblici emiliani e i privati già costituiti parte civile nel procedimento penale, hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle. La richiesta del presunto risarcimento del danno patrimoniale e ambientale da parte del Ministero è stata di circa 100 milioni di euro, pretesa che Enel ha contestato. Nel corso del 2013 è stato concluso un accordo – senza alcun riconoscimento di responsabilità di Enel/Enel Produzione, ma con finalità di solidarietà sociale in linea con la politica generale e sostenibilità perseguita dal Gruppo – con gli enti pubblici emiliani, restando costituiti in giudizio il Ministero e i privati (associazioni ambientaliste e alcuni cittadini residenti, soggetti che nel corso del giudizio non hanno incassato alcuna somma da Enel). In data 10 luglio 2014 è stata depositata la sentenza che ha previsto la condanna degli imputati, in solido con Enel/Enel Produzione, a risarcire ai predetti privati una somma complessiva di 312.500 euro, oltre a 55.000 euro per spese legali. Quanto al Ministero, la propria domanda di quantificazione delle pretese risarcitorie è stata dichiarata inammissibile per le preclusioni intervenute nel corso del processo penale; nel mentre è stata disposta una condanna risarcitoria generica con danno da liquidarsi in separato giudizio e spese legali compensate.

Nell'agosto 2011 la Procura della Repubblica di Rovigo ha richiesto il rinvio a giudizio di alcuni Amministratori, ex Amministratori, dirigenti, ex dirigenti e dipendenti di Enel ed Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri, relativo a presunte emissioni provenienti dalla centrale di Porto Tolle; successivamente, il PM ha contestato anche il reato di disastro doloso. Nel corso del 2012 il GUP di Rovigo, facendo seguito alle richieste della Procura della Repubblica di Rovigo, ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli indagati per entrambi i reati. Nel giudizio si sono costituiti parte civile (nei confronti delle sopra citate persone fisiche, senza chiamata di Enel ed Enel Produzione quali responsabili civili) il Ministero dell'Ambiente, il Ministero della Salute e altri soggetti, fra i quali prevalentemente gli enti locali dell'Emilia Romagna e del Veneto, nonché gli Enti Parco dell'area per il risarcimento di asseriti danni non quantificati. Nel corso del 2013 si è proceduto all'ammissione delle prove. Sempre nel 2013, nell'ambito dell'accordo già sopra descritto, la maggior parte degli enti pubblici costituiti nel presente giudizio ha ritirato la propria costituzione.
All'udienza del 31 marzo 2014 il Tribunale in composizione collegiale ha pronunciato la sentenza di primo grado di assoluzione di tutti gli imputati in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Inoltre, ha assolto gli

789

imputati anche per il reato di disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori Delegati di Enel SpA (per i quali è stata comunque esclusa l'aggravante prevista quando il disastro effettivamente si verifica). Gli stessi ex Amministratori Delegati sono stati poi condannati al risarcimento del danno da determinarsi in separato giudizio civile con riconoscimento di una provvisionale quantificata complessivamente in 410.000 euro e al pagamento delle spese processuali in favore delle parti civili rimaste costituite. La motivazione è stata depositata a fine settembre 2014. La decisione è stata impugnata dai due ex Amministratori Delegati condannati dal Tribunale, nonché dal PM, agli inizi di novembre 2014. Successivamente, hanno provveduto all'impugnazione anche (i) l'ex Amministratore Delegato assolto, al fine di ottenere il rigetto dei motivi d'appello del PM e un'assoluzione con formula più ampia di quella riconosciuta in primo grado; (ii) due enti locali che non hanno a suo tempo aderito alla transazione e infine (iii) i due Ministeri (Ambiente e Salute).

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, è in corso davanti il Tribunale di Brindisi un procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile nel corso del 2013 – per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte, che si sarebbero verificate dal 1999 al 2011. A fine 2013, l'accusa è stata estesa anche ai due anni successivi al 2011. Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia e il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. È attualmente in corso il dibattimento, ove si stanno tenendo le udienze per l'esame dei testi e consulenti tecnici.

Sono inoltre in corso processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

A seguito del noto black-out del 28 settembre 2003, sono state presentate, nei confronti di Enel Distribuzione, 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. La maggior parte dei giudizi si è conclusa in primo grado con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione. Anche la Corte di Cassazione si è sempre pronunciata a favore di Enel Distribuzione. Al 30 dicembre 2014 i giudizi pendenti risultano essere circa 23.700 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate nonché delle rinunce alle azioni da parte degli attori e/o riunioni di procedimenti. Inoltre, visti i riferiti orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. A partire dal 2012 sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla restituzione di quanto corrisposto da Enel in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008 Enel ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto a ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di Enel. Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di Enel, dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne Enel rispetto a quanto pagato o da pagarsi a utenti e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali di difesa.

Sulla base della suddetta sentenza, a ottobre 2014, Enel ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma al fine di ottenere la quantificazione delle somme dovute a Enel e il pagamento delle stesse da parte di Cattolica.

L'udienza di prima comparizione è stata fissata al 30 marzo 2015.

Successivamente, Cattolica ha proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. La data della prima udienza indicata nell'atto è il 27 aprile 2015.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG SpA in Italia, Enelpower ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 da una pronuncia della Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda circa il presunto inadempimento di Enelpower a un accordo per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania.
Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA, in relazione alla medesima questione, ottenendo una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che condanna Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. Albania BEG Ambient Shpk, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento di oltre 430 milioni di euro.

La Corte Europea dei Diritti dell'Uomo ("CEDU") alla quale Enelpower SpA ed Enel SpA presentarono ricorso per violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità da parte della Repubblica di Albania, ha dichiarato il ricorso non ricevibile. Il provvedimento ha natura meramente procedurale e non comporta alcun esame o valutazione del merito della vicenda.

Nel febbraio 2012 Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa. Il procedimento è ancora in corso di svolgimento e nessun provvedimento neppure preliminare è stato assunto da detto Tribunale.
Successivamente, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti *"Saise Conservatoire de Créances"* (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France e a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA analoga misura conservativa sempre per eventuali crediti vantati da Enel SpA.

Albania BEG Ambient Shpk nel marzo 2014 ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al tribunale dello Stato di New York per ottenere il riconoscimento in detto Stato della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA svolgendo le proprie difese contestano sotto ogni profilo la fondatezza delle domande avversarie e hanno attivato ogni iniziativa a tutela dei propri interessi.
In data 22 aprile 2014, a seguito di un'istanza di Enel ed Enelpower, il giudice ha revocato l'ordine emesso in precedenza *inaudita altera parte* nei confronti delle due società che disponeva l'astensione dal compiere atti di disposizione dei beni dalle stesse posseduti nei limiti dell'importo di circa 600 milioni di dollari statunitensi. Il procedimento è pendente e nessun provvedimento neppure preliminare è stato assunto da detto Tribunale.

Il 2 giugno 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha ottenuto un sequestro conservativo dal Tribunale dell'Aja sulla base di un provvedimento cautelare emesso *inaudita altera parte* per somme fino a 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di due società controllate da Enel SpA in tale Paese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa e in data 1° luglio 2014 il giudice olandese – accogliendo le ragioni di Enel ed Enelpower – ha rideterminato provvisoriamente il valore della causa in circa 25 milioni di euro e ha disposto la cancellazione delle misure cautelari concesse previo rilascio di una garanzia bancaria per il valore di 25 milioni di euro da parte di Enel ed Enelpower. Enel ed Enelpower hanno impugnato tale decisione e, a oggi, non è stata rilasciata alcuna garanzia bancaria.
Il 3 luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha richiesto un secondo sequestro conservativo *inaudita altera parte*. A seguito dell'udienza tenutasi il 28 agosto 2014, il Tribunale dell'Aja ha concesso, in data 18 settembre 2014, un provvedimento cautelare per la somma di 425 milioni di euro. Enel ed Enelpower hanno presentato impugnativa avverso tale provvedimento; nessuna decisione definitiva è stata pronunciata al riguardo.
A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha avviato il procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda.

Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato procedimenti in Irlanda e in Lussemburgo per far riconoscere in questi

due Paesi la pronuncia del Tribunale di Tirana. Entrambi in procedimenti si trovano nelle fasi iniziali; nessun provvedimento giudiziario è stato assunto. Enel SpA ed Enelpower SpA svolgendo le proprie difese contestano le domande di Albania BEG Ambient Shpk.

Prosegue l'ulteriore giudizio intrapreso da Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le predette iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedono la condanna di BEG SpA a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA dovessero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. Nel corso dell'ultima udienza del 12 marzo 2015 il giudice ha trattenuto la causa in decisione concedendo alle parti i termini di legge per il deposito di conclusionali e repliche.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Pendono i seguenti quattro giudizi per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, di cui tre a carico di Enel Produzione e uno di Enel Distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche:

- per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2008, è stata contestata a Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo;
- per un infortunio occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel Federico II di Brindisi nel 2009, è stata contestata a Enel Produzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di lesioni colpose;
- per un infortunio mortale occorso al dipendente di una ditta appaltatrice verificatosi nella centrale Enel di Termini Imerese nel 2008, Enel Produzione è stata rinviata a giudizio per rispondere di responsabilità amministrativa in relazione all'ipotesi di delitto di omicidio colposo;
- per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso a Palermo nel 2008, è stata contestata a Enel Distribuzione la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo.

I sopra elencati procedimenti sono ancora in fase dibattimentale. Il primo di essi è ora giunto alla fase della discussione.

Arbitrato Red Eléctrica de España - Spagna

In data 1° luglio 2010, in ottemperanza di obblighi legali, Endesa Distribución Eléctrica ("EDE") ha sottoscritto un contratto con Red Eléctrica de España ("REE") per la vendita degli asset costituiti dalla rete di trasporto di proprietà di EDE. Il prezzo venne stabilito in circa 1.400 milioni di euro. Il contratto prevedeva un aggiustamento di prezzo se la retribuzione fosse risultata minore o maggiore come conseguenza della liquidazione effettuata dalla Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) entro il 31 dicembre 2013.

L'interpretazione di REE dell'ordinanza ministeriale n. IET/2443/2013, pubblicata a dicembre 2013, comporterebbe una retribuzione definitiva minore rispetto a quella prevista nel contratto e, sulla base di questa premessa, REE ha intrapreso un procedimento arbitrale nei confronti di EDE dinanzi alla Corte Civil y Mercantil de Arbitraje ("CIMA"), richiedendo la correzione del prezzo di vendita.

L'ammontare della relativa domanda è stata successivamente quantificata in 94 milioni di euro.

Il procedimento si trova nelle fasi iniziali ed EDE sta svolgendo le proprie difese.

Contenzioso Basilus (già Meridional) - Brasile

La società di costruzioni brasiliana Basilus S/A Serviço, Emprendimiento y Participações (già Meridional) 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. Nell'ambito del processo di privatizzazione CELF ha trasferito i propri asset ad Ampla Energia e Serviços SA (Ampla). Basilus ha poi intrapreso nel 1998 una azione legale nei confronti di Ampla, sostenendo che il trasferimento degli asset era stato realizzato in violazione e frode dei propri diritti.

Ampla ha ottenuto decisioni favorevoli in primo e secondo grado di giudizio. Nonostante la decisione di secondo grado

fosse passata in giudicato, Basilus ha presentato un particolare ricorso (c.d. "*Mandado de Segurança*") nel settembre 2010 per ottenere l'annullamento della sentenza sfavorevole, anch'esso rigettato.
Avverso tale ultima decisione Basilus ha presentato un ulteriore ricorso dinnanzi al Tribunal Superior de Justiça di Brasilia, che è in corso di svolgimento.
Il valore del giudizio ammonta a 1.096 milioni di real brasiliani (circa 336 milioni di euro).

Contenzioso CIEN - Brasile

Nel 1998 la società brasiliana 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 cui è proprietaria. 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. Tractebel ha manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata.
A marzo 2014 il giudice, accogliendo l'istanza di CIEN, ha disposto la sospensione del procedimento in considerazione dell'esistenza di un altro contenzioso pendente tra le stesse parti.
Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 40 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare.
Per analoghe ragioni anche la società Furnas nel maggio 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 520 milioni di real brasiliani (circa 175 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare.
Anche Furnas, nel dichiarare l'inadempimento di CIEN, pretende di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione.
Le difese di CIEN sono analoghe a quelle utilizzate nel precedente caso. Le domande di Furnas sono state respinte dalla Corte di Primo grado con decisione dell'agosto 2014. Furnas ha presentato ricorso (non ancora notificato a CIEN) avverso tale ultima decisione.

Contenzioso Cibran - Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) ha avviato diverse azioni nei confronti della società Ampla Energia e Serviços SA ("Ampla") per ottenere il risarcimento dei presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio fornito dalla società di distribuzione brasiliana. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole ad Ampla. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia. Il procedimento sull'impugnazione è attualmente pendente.
A settembre 2014 è stata emessa la sentenza di primo grado sfavorevole ad Ampla su uno dei diversi procedimenti di cui sopra con una condanna di circa 200.000 real brasiliani (circa 60.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Ampla ha presentato appello avverso quest'ultima e il procedimento è in corso.
In relazione ai restanti procedimenti si è in attesa della decisione di primo grado.
L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 166 milioni di real brasiliani (circa 50 milioni di euro).

Contenzioso Coperva - Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Coelce, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.
Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari e l'allora società pubblica, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Coelce per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto. Tra queste si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acaraú Ltda ("Coperva") con un valore di circa 161 milioni di real brasiliani (circa 49 milioni di euro). Il procedimento si è concluso favorevolmente in primo grado per Coelce ma

Coperva ha presentato ricorso avverso la decisione di primo grado.

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 11 giugno 2007 Enel SpA ha stipulato con SC Electrica SA un Privatization Agreement della Electrica Muntenia Sud ("EMS"), avente a oggetto la cessione a Enel del 67,5% del capitale della società rumena. Conformemente alle previsioni in tema di unbundling, a settembre 2008, le attività di distribuzione e quella di vendita dell'energia sono state attribuite a due nuove società, Enel Distributie Muntenia ("EDM") ed Enel Energie Muntenia ("EEM"). A dicembre 2009 Enel ha ceduto l'intero capitale delle due società a Enel Investment Holding BV ("EIH").
In data 5 luglio 2013 Electrica ha notificato a Enel, EIH, EDM ed EEM (limitatamente ad alcune pretese) una domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di danni per asserite violazioni di specifiche clausole del Privatization Agreement.
Viene, in particolare, richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre interessi e ulteriori danni da quantificare.
Il procedimento è in corso ed Enel sta svolgendo le proprie difese.

Inoltre, in data 29 settembre 2014 SAPE ha notificato a Enel ed EIH un'ulteriore domanda di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di pagamento di circa 500 milioni di euro (oltre interessi) in relazione all'esercizio da parte di SAPE di un'opzione put prevista nel Privatization Agreement e relativa a una quota pari al 13,57% delle azioni detenute da SAPE nelle società Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia.
Il procedimento si trova nelle fasi iniziali.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne ("SE") è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabčíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operation Agreement).
Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'invalidità del VEG Operation Agreement sulla base di una asserita violazione della normativa sugli appalti pubblici, qualificando il predetto contratto come contratto di servizi e come tale soggetto alla citata normativa. Il primo grado di giudizio si è concluso nel novembre 2011 con decisione favorevole per SE, appellata dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV ha iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare il VEG Operation Agreement nullo; conseguentemente, ha richiesto a SE di restituire alla stessa VV i ricavi derivanti dalla vendita dell'energia prodotta dalla centrale dal 2006 a oggi.
SE ritiene infondate le pretese di VV e sta svolgendo le proprie difese nei diversi procedimenti, che sono stati sospesi anche in attesa della decisione relativa al procedimento avanzato dal PPO.
In data 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, ha dichiarato la nullità dello stesso contratto. Si è in attesa della notifica della decisione per presentare ricorso avverso la stessa.

Arbitrato LaGeo

Si tratta di una complessa vicenda iniziata nell'ottobre 2008 con un procedimento arbitrale promosso alla Camera Commercio Internazionale di Parigi da Enel Produzione (cui è succeduta Enel Green Power - "EGP") contro Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica ("CEL", posseduta dallo Stato di El Salvador) e la sua controllata Inversiones Energéticas ("INE"). Enel lamentava il mancato rispetto dei patti parasociali siglati in relazione alla società salvadoregna LaGeo, attiva nel settore della geotermia. Enel ha visto accolte le sue pretese in primo grado, in secondo grado e in Cassazione in Francia ma, nel frattempo, in El Salvador sono state intraprese diverse azioni contro EGP per chiedere la nullità del patto parasociale e per coinvolgere la stessa come responsabile civile nell'ambito di un'inchiesta penale su un asserito *"peculado"* nell'acquisizione di LaGeo. Inoltre, il Parlamento di El Salvador ha dato via libera nel luglio 2013 all'uscita dalla Convenzione di Washington del 1965 che prevede per gli investitori stranieri la possibilità

di agire contro lo Stato davanti all'International Center for Settlement of Investment Disputes ("ICSID"). Enel, tuttavia, ha avviato tale azione prima dell'approvazione della legge al fine di tutelare i propri diritti contro le interferenze che il Governo locale stava ponendo in essere nei rapporti che intercorrevano tra EGP e CEL.

In data 7 dicembre 2014, nell'ambito del procedimento arbitrale ICSID, EGP e la Repubblica di El Salvador hanno sottoscritto un accordo quadro al fine di definire i molteplici contenziosi relativi agli investimenti di EGP in LaGeo.

In base a quanto stabilito nel predetto accordo, nel mese di dicembre 2014, a seguito della revoca di alcune misure cautelari sui beni di EGP in El Salvador, EGP ha venduto a INE l'intera partecipazione posseduta nel capitale sociale di LaGeo, corrispondente al 36,2% del capitale sociale, dietro pagamento di un corrispettivo pari a circa 280 milioni di dollari statunitensi.

Secondo quanto previsto dall'accordo quadro, la risoluzione definitiva del contenzioso in essere con la Repubblica di El Salvador e l'estinzione del procedimento arbitrale ICSID sono soggette all'avveramento di determinate condizioni (estinzione delle azioni giudiziarie locali pendenti nei confronti di EGP e dei suoi rappresentanti) che si dovranno verificare nei prossimi sei mesi. Nelle more il procedimento ICSID è stato sospeso.

Contenzioso Energia XXI Energias Renováveis e Consultoria Limitada contro Enel Green Power España

Nel 1999 Energia XXI ha instaurato un procedimento arbitrale contro MADE (oggi Enel Green Power España, "EGPE") per asseriti danni subiti a seguito della risoluzione anticipata di un contratto di agenzia per la vendita di aerogeneratori e impianti eolici in Portogallo e Brasile. Il 21 novembre 2000 il collegio arbitrale ha stabilito che la risoluzione anticipata da parte di MADE è illegittima e pertanto ha ordinato a quest'ultima di pagare i seguenti importi: (i) spese legali, (ii) la parte fissa del corrispettivo mensile per il periodo ricompreso tra la data del 21 luglio 1999 (data di risoluzione del contratto) e il 9 ottobre 2000 (data di scadenza del contratto), pari a circa 50.000 euro, (iii) il lucro cessante da determinarsi con riferimento alla mancata conclusione di contratti per almeno 15 MW di capacità.

A seguito del lodo arbitrale sono iniziati due diversi giudizi civili:

- il primo ricorso è stato presentato presso il Tribunal Judicial de Primera Instancia da MADE e vi si chiede l'annullamento del lodo. Attualmente è pendente il primo grado di giudizio a seguito del rinvio della Corte di Appello (successivamente confermato dalla Corte di Cassazione in data 26 settembre 2013) che ha accolto il ricorso di EGPE sull'ammissione delle istanze istruttorie;
- il secondo ricorso è stato presentato il 9 maggio 2006 dinanzi al Tribunale Civile di Lisbona da Energia XXI e vi si chiede la condanna di EGPE al pagamento di quanto disposto dal lodo arbitrale (l'attuale valutazione dei danni stabiliti dal lodo del 2000 è quantifica da Energia XXI in 546 milioni di euro). EGPE considera la causa infondata. Su istanza di EGPE il giudice ha sinora sospeso il presente giudizio in attesa di definizione del primo giudizio.

CIS e Interporto Campano

In data 4 dicembre 2009 e in data 4 agosto 2010 Enel Green Power SpA ("EGP") ha stipulato rispettivamente con Interporto Campano e con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA ("CIS"), un contratto di locazione ultranovennale e un contratto di superficie aventi a oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel CIS e nell'Interporto Campano al fine di realizzare ed esercire un impianto fotovoltaico. Sui suddetti capannoni si sono sviluppati due incendi: il primo, in data 22 aprile 2011, durante la fase di realizzazione del predetto impianto; il secondo, invece, è divampato in data 26 marzo 2012.

A seguito di questi incendi, il CIS ha avviato due procedimenti arbitrali rispettivamente in data 3 novembre 2012 e 23 maggio 2014, quest'ultimo insieme a Interporto Campano. Con lodo depositato il 31 gennaio 2015, il primo arbitrato ha individuato la responsabilità dell'appaltatore e un concorso di colpa del CIS e di EGP con condanna di EGP al pagamento dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento. Con il secondo procedimento arbitrale, il CIS e Interporto Campano hanno chiesto la risoluzione del contratto di superficie e del contratto di locazione ultranovennale oltre al risarcimento di danni subiti a seguito di asseriti inadempimenti contrattuali da parte di EGP quantificati in circa 65 milioni di euro, di cui circa 35 milioni di euro per i costi dello smontaggio

795

degli impianti fotovoltaici. EGP ha chiesto il rigetto delle domande attoree e, in via riconvenzionale, la condanna al risarcimento dei danni subiti pari a circa 40 milioni. Il procedimento si trova nelle fasi iniziali.

Arbitrato Bocamina II - Cile

Si tratta di un contenzioso legato al contratto per la costruzione della seconda unità nell'impianto termoelettrico di Bocamina (c.d. "Bocamina II") stipulato nel 2007 da Endesa Chile con un Consorzio formato da Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda (insieme Tecnimont), Slovenske Energeticke Strojarne AS e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada (insieme SES). In data 17 ottobre 2012 Endesa Chile ha presentato richiesta di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi, fondata su inadempimenti del Consorzio, chiedendo un risarcimento di danni (in una fase successiva del processo quantificati in circa 373 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 270 milioni di euro).
Nell'ambito del procedimento arbitrale il Consorzio ha presentato una domanda riconvenzionale nei confronti di Endesa Chile per un ammontare di circa 1.300 milioni di dollari statunitensi, pari a circa 940 milioni di euro (la gran parte dei quali correlati all'asserito danno all'immagine sofferto da Tecnimont a seguito dell'escussione di garanzie bancarie da parte di Endesa Chile).
Nel mese di gennaio 2015 Endesa Chile e il Consorzio hanno sottoscritto un accordo transattivo per porre fine al procedimento arbitrale (e qualsiasi possibile vertenza) in relazione al contratto EPC per la realizzazione del progetto Bocamina II.

Contenziosi fiscali in Brasile

> Nel 1998 Ampla Energia e Serviços SA finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile. Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione. Nel dicembre 2005 Ampla Energia e Serviços SA ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços SA che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti. In data 6 novembre 2012 la Camara Superior de Recursos Fiscales (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento (*"Embargo de Declaración"*) e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario (Tribunal Superior de Justiça).
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2014 è di circa 332 milioni di euro.

> Nel 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha modificato i termini per il versamento dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) da parte dei sostituti di imposta (giorno 10, 20 e 30 di ogni mese - *"Ley Benedicta"*). A causa di problemi di liquidità, Ampla Energia e Serviços SA – da settembre 2002 a febbraio 2005 – ha continuato a pagare l'ICMS in conformità al precedente regime (ovvero il giorno 5 del mese successivo a quello di riferimento). Nonostante il raggiungimento di un accordo informale, l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha emesso un *acta* per il ritardato pagamento dell'ICMS (*"multa de demora"*). Ampla ha presentato ricorso (ultimo grado del giudizio amministrativo) evidenziando che le sanzioni comminate non sarebbero dovute per effetto dell'applicazione di alcuni leggi di amnistia emanate tra il 2004 e il 2006. Nel caso di esito negativo, la società proseguirà il contenzioso dinnanzi al Giudice Ordinario.
Ancorché l'esito dell'ultimo grado amministrativo di giudizio non sia ancora noto, a seguito dell'iscrizione nel Registro Pubblico dello Stato di Rio de Janeiro dell'impor-

to richiesto, Ampla ha dovuto presentare una garanzia. Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2014 è di circa 83 milioni di euro.

- Gli Stati di Rio de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per gli anni 1996-1999 e 2007-2012) e alla società Companhia Energética do Ceará SA (per gli anni 2003, 2004 e 2006-2009), contestando la detrazione dell'ICSM relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica. Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2014 è di circa 58 milioni di euro.

- Il 4 novembre 2014 l'Autorità Fiscale Brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando una mancata applicazione di ritenute sul pagamento di presunti maggiori dividendi attribuibili a soggetti non residenti.

In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto della corretta applicazione dei princípi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualificato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.
Il 2 dicembre 2014 la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo, difendendo il corretto trattamento contabile. A tal riguardo, si annota che l'impostazione contabile adottata dalla società era stata condivisa dall'Auditor esterno e altresì confermata da una specifica legal opinion, rilasciata da uno Studio locale specializzato in corporate law. Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2014 è di circa 66 milioni di euro.

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

Enel Green Power estende l'accordo quadro con Vestas per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica negli USA

In data 12 gennaio 2015 Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America Inc. ("EGP NA"), ha esteso l'accordo quadro finalizzato allo sviluppo di impianti eolici negli Stati Uniti sottoscritto con Vestas alla fine del 2013. Tale accordo prevedeva la fornitura da parte della società danese di turbine eoliche che hanno sostenuto e continueranno a supportare il successo della crescita di EGP NA negli Stati Uniti. La capacità ancora da sviluppare prevista dall'accordo originario, unitamente a quella inclusa nell'estensione, consentirà a EGP NA la qualificazione per i "Federal Production Tax Credits" (PTC) di futuri progetti eolici fino a circa 1 GW di capacità complessiva.

Scambio tra obbligazioni proprie e obbligazioni di nuova emissione

In data 27 gennaio 2015 Enel Finance International NV ("EFI"), il cui capitale è interamente posseduto da Enel SpA ("Enel"), a seguito di un'offerta di scambio non vincolante promossa da EFI dal 14 al 21 gennaio 2015, ha acquistato obbligazioni emesse dalla stessa e garantite da Enel per un ammontare complessivo pari a 1.429.313.000 euro. Il corrispettivo di tale acquisto è costituito (i) da obbligazioni senior a tasso fisso e con taglio minimo pari a 100.000 euro (e multipli di 1.000 euro), che sono state emesse da EFI (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie di EFI ed Enel, c.d. "Global Medium Term Notes Programme") e garantite da Enel, per un ammontare complessivo in linea capitale pari a 1.462.603.000 euro e (ii) da una componente in denaro per un ammontare complessivo pari a 194.365.920 euro.
L'operazione è stata effettuata nel contesto di un programma

di ottimizzazione della gestione finanziaria di EFI ed è finalizzata alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito del Gruppo. Le nuove obbligazioni, che EFI ha emesso a valere sul Global Medium Term Notes Programme con garanzia Enel a servizio dell'offerta di scambio, hanno un tasso di interesse pari a 1,966% e scadenza 27 gennaio 2025.

Autorizzata l'emissione di nuovi prestiti obbligazionari fino a un massimo di 1 miliardo di euro al servizio di offerte di scambio con prestiti in circolazione

In data 26 gennaio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato una nuova autorizzazione all'emissione, entro il 31 dicembre 2015, di uno o più prestiti obbligazionari, per un importo complessivo massimo in linea capitale pari al controvalore di 1 miliardo di euro.
Tale autorizzazione è finalizzata all'effettuazione di nuove emissioni obbligazionarie da parte di Enel a servizio di eventuali offerte di scambio con prestiti obbligazionari già emessi dalla Società stessa nell'ambito del Global Medium Term Notes Programme, con la finalità di ottimizzare la struttura patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel e di cogliere le opportunità che dovessero presentarsi sui mercati finanziari internazionali.

Cessione di SF Energy

In data 29 gennaio 2015 si è perfezionato, per un corrispettivo pari a 55 milioni di euro, l'accordo stipulato in data 7 novembre 2014 relativo alla cessione della partecipazione posseduta dalla controllata Enel Produzione in SF Energy. Tale partecipazione è stata ceduta per il 50% a SEL - Società Elettrica Altoatesina (controparte dell'accordo) e per il restante 50% a Dolomiti Energia a valle dell'esercizio del diritto di prelazione.
La cessione rientra nel quadro degli accordi siglati nella stessa data tra Enel Produzione e SEL.
Tali accordi includono anche la vendita della partecipazione del 40% posseduta da Enel Produzione in SE Hydropower per un corrispettivo di 345 milioni di euro. Il perfezionamento di questa seconda operazione potrà avvenire solo una volta realizzata l'ultima condizione sospensiva prevista dall'accordo, nello specifico l'ottenimento da parte di SEL dell'impegno delle banche a erogare il finanziamento per l'acquisto della partecipazione. Si prevede che tale condizione si realizzi entro il primo semestre 2015.

Rinegoziata linea di credito rotativa di circa 9,4 miliardi di euro

In data 12 febbraio 2015 Enel SpA e la sua controllata olandese Enel Finance International NV hanno rinegoziato la linea di credito rotativa di circa 9,4 miliardi di euro, stipulata in data 8 febbraio 2013, riducendone il costo ed estendendone la durata fino al 2020, rispetto alla scadenza originale prevista per aprile 2018.
La linea di credito, che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel e/o da Enel Finance International, con garanzia della Capogruppo, non è connessa al programma di rifinanziamento del debito e ha l'obiettivo di dotare la tesoreria di Gruppo di uno strumento estremamente flessibile e fruibile per la gestione del capitale circolante.
Il costo della linea di credito è variabile in funzione del rating assegnato *pro tempore* a Enel e presenta un margine che passa, sulla base degli attuali livelli di rating, a 80 punti base sopra l'Euribor dai precedenti 190 e commissioni di mancato utilizzo che passano al 35% dello stesso margine dal precedente 40% e quindi, per effetto di tale riduzione, a 28 punti base da 76.
L'operazione ha visto la partecipazione di vari istituti di credito nazionali e internazionali, tra cui Mediobanca nel ruolo di Documentation Agent.

Aggiornamenti sul piano di dismissioni

In data 25 febbraio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato gli aggiornamenti del piano di dismissione delle partecipazioni del Gruppo in Europa dell'Est, annunciato al mercato in data 10 luglio 2014. Il Consiglio, anche alla luce delle linee strategiche alla base del nuovo piano industriale che sarà presentato alla comunità finanziaria, ha condiviso di sospendere il processo di cessione degli asset di distribuzione e vendita posseduti in Romania e di proseguire quello di cessione degli asset di generazione posseduti in Slovacchia.

51. 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 2014.

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 colui che al momento dell'assegnazione delle opzioni rivestiva la carica di 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 *mortis causa*) 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 in Borsa 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. Il Consiglio di Amministrazione ha soprasseduto dal dare attuazione a tale delega, alla luce dell'andamento del titolo Enel in Borsa.

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.

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 esercitate fino al 31.12.2013	Opzioni decadute fino al 31.12.2013	Opzioni decadute nel 2014	Opzioni esistenti al 31.12.2014
8.019.779 (1)	16 dirigenti del Gruppo	euro 8,075 (2)	Opzioni esercitabili	Nessuna	Nessuna	9.623.735	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 in Borsa derivanti dall'operazione di aumento di capitale conclusasi nello stesso mese di luglio 2009.

Si fa presente che la diluizione complessiva del capitale sociale effettivamente realizzatasi al 31 dicembre 2014 per effetto dell'esercizio delle stock option assegnate con i vari piani è pari all'1,31%.

Si riporta di seguito una tabella riassuntiva dell'evoluzione intervenuta nel corso degli esercizi 2012, 2013 e 2014 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 2008
Opzioni assegnate al 31 dicembre 2012	9.623.735 (1)
Opzioni esercitate al 31 dicembre 2012	-
Opzioni decadute al 31 dicembre 2012	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2012	9.623.735 (1)
Opzioni decadute nel 2013	-
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2013	9.623.735 (1)
Opzioni decadute nel 2014	9.623.735 (1)
Opzioni esistenti al 31 dicembre 2014	-
Fair value alla data di assegnazione (euro)	0,17
Volatilità	21%
Scadenza opzioni	Dicembre 2014

(1) 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).

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 colui che al momento dell'assegnazione delle units rivestiva la carica di 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 *mortis causa*) 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.

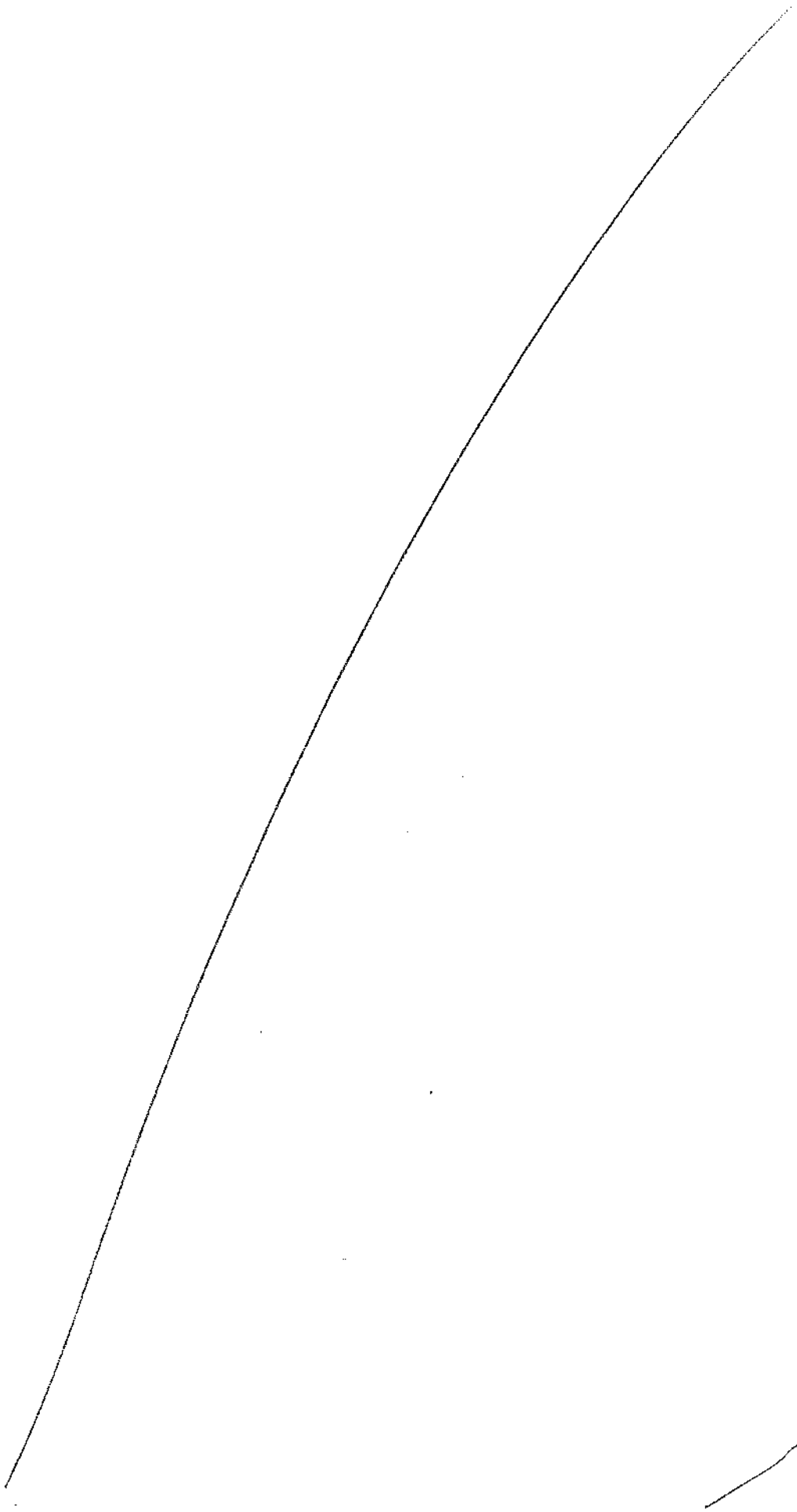
Sviluppo del Piano di restricted share units 2008

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 prima dell'accertamento degli obiettivi riferiti al triennio 2008-2010.

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 2012	254.314
di cui esercitabili al 31 dicembre 2012	*254.314*
RSU decadute nel 2013	-
RSU esercitate nel 2013	24.540
RSU esistenti al 31 dicembre 2013	229.774
di cui esercitabili al 31 dicembre 2013	*229.774*
RSU decadute nel 2014	3.421
RSU esercitate nel 2014	226.353
RSU esistenti al 31 dicembre 2014	-
di cui esercitabili al 31 dicembre 2014	-
Fair value alla data di assegnazione (euro)	3,16
Scadenza restricted share units	Dicembre 2014

802



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

804

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Alberto De Paoli, 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 2014 e il 31 dicembre 2014.

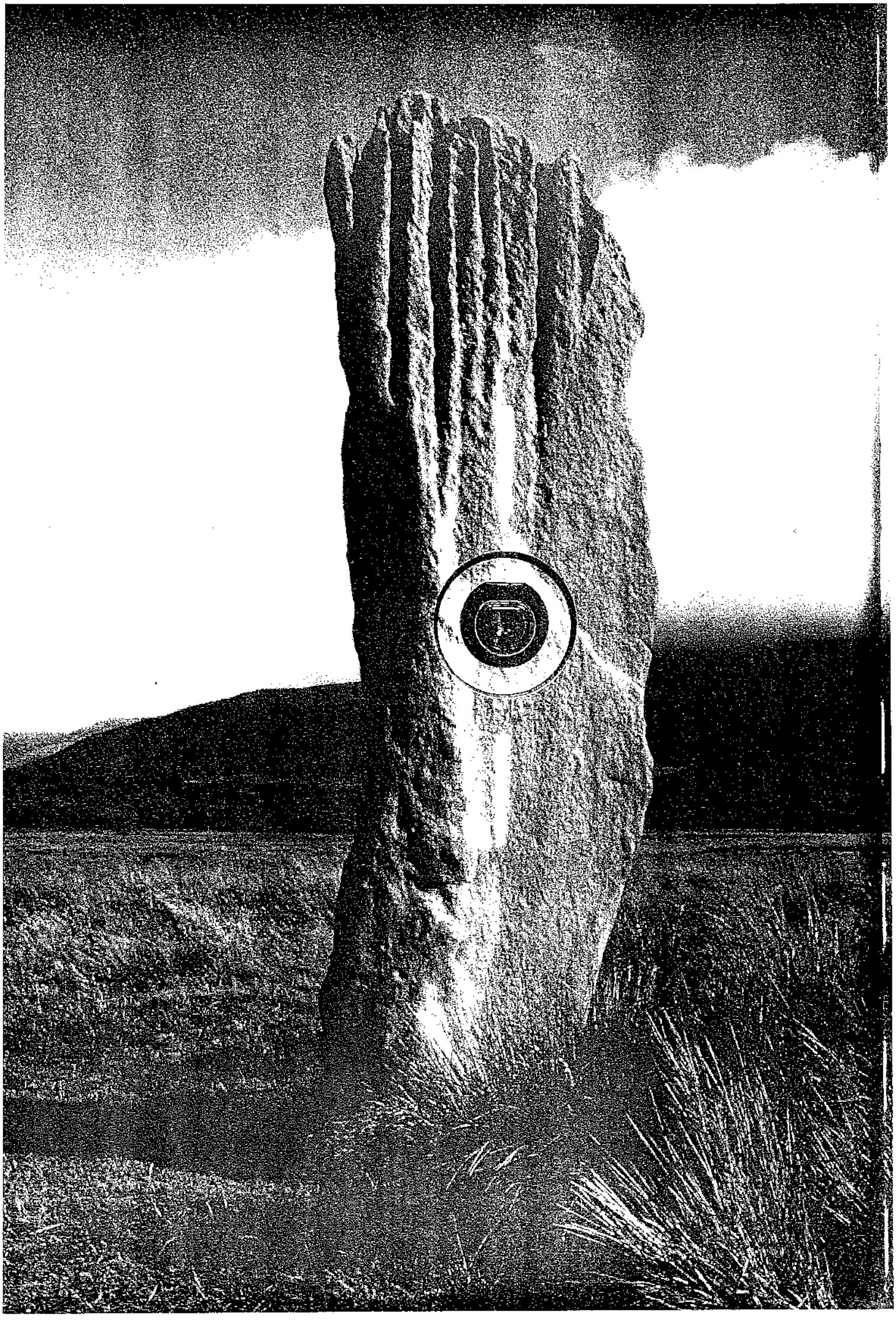
2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

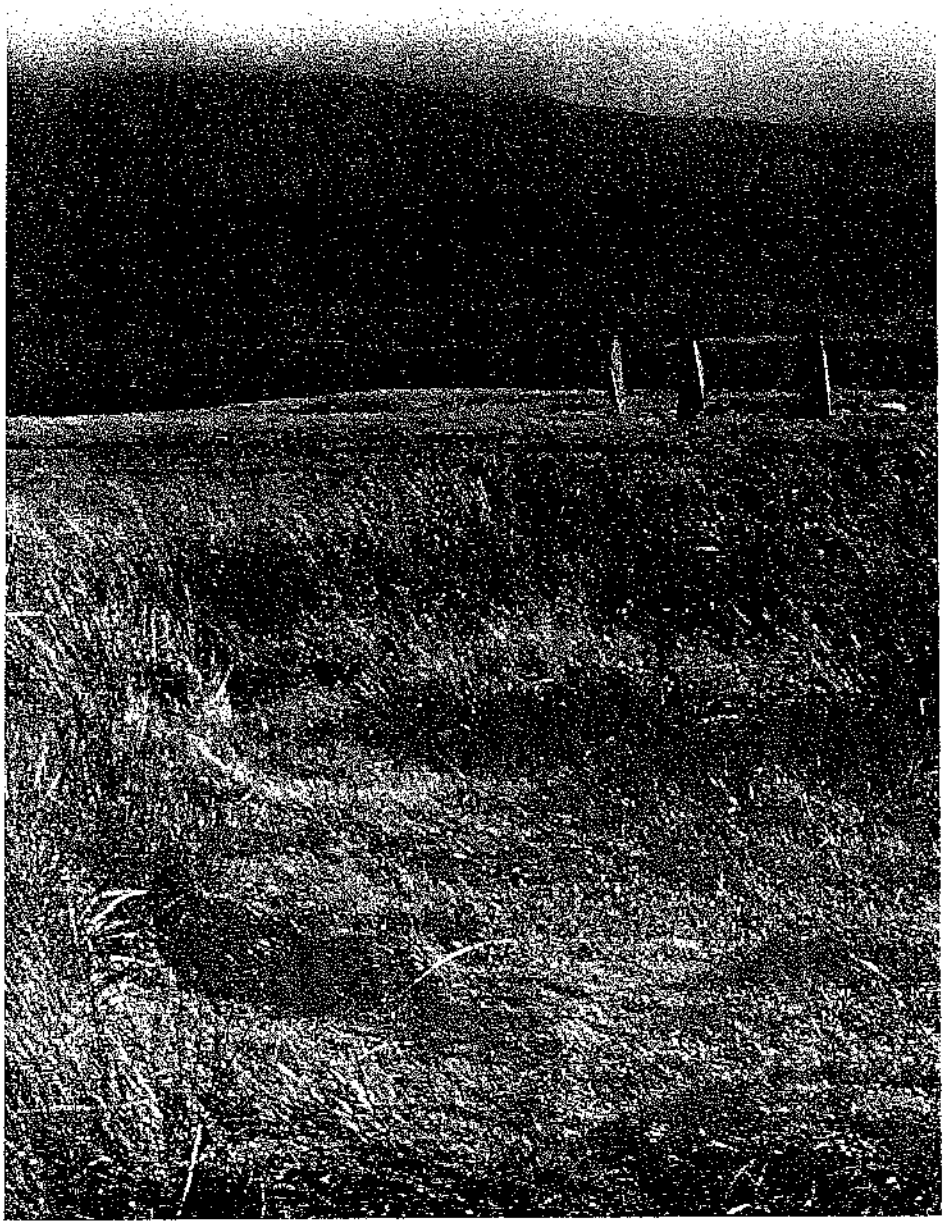
3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014:
   a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dall'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2014, e che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 18 marzo 2015

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari





Bilancio di esercizio

807

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2014		2013	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle prestazioni	4.a	244.732.151	*244.663.410*	268.845.478	*268.636.586*
Altri ricavi e proventi	4.b	920.520	*92.914*	6.653.586	*4.473.336*
	[Subtotale]	**245.652.671**		**275.499.064**	
Costi					
Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo	5.a	1.426.297		6.410.639	
Servizi e godimento beni di terzi	5.b	184.864.554	*57.699.240*	230.244.862	*78.671.891*
Costo del personale	5.c	119.589.202	*(32.288)*	90.030.892	*(487)*
Ammortamenti e perdite di valore	5.d	543.329.226		8.823.887	
Altri costi operativi	5.e	19.256.153	*(317.979)*	14.056.103	*115.042*
	[Subtotale]	**868.465.432**		**349.566.383**	
Risultato operativo		**(622.812.761)**		**(74.067.319)**	
Proventi da partecipazioni	6	1.818.272.847	*1.818.272.847*	2.028.038.570	*2.028.038.570*
Proventi finanziari da contratti derivati	7	2.190.314.832	*459.596.620*	1.491.687.360	*938.294.046*
Altri proventi finanziari	8	221.643.785	*194.191.141*	320.518.912	*226.716.064*
Oneri finanziari da contratti derivati	7	1.954.373.400	*1.169.367.271*	1.601.052.005	*185.192.393*
Altri oneri finanziari	8	1.377.093.325	*3.142.675*	1.001.287.461	*124.529.446*
	[Subtotale]	**898.764.739**		**1.237.905.376**	
Risultato prima delle imposte		**275.951.978**		**1.163.838.057**	
Imposte	9	(282.250.536)		(208.522.895)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**558.202.514**		**1.372.360.952**	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2014	2013
Utile dell'esercizio		**558.202.514**	**1.372.360.952**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(73.365.668)	91.792.576
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**(73.365.668)**	**91.792.576**
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti		7.140.604	(3.811.101)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**7.140.604**	**(3.811.101)**
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	**(66.225.064)**	**87.981.475**
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		**491.977.450**	**1.460.342.427**

Stato patrimoniale

Euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2014**		al 31.12.2013	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Attività materiali	10	7.795.187		8.632.640	
Attività immateriali	11	11.405.854		11.331.906	
Attività per imposte anticipate	12	382.572.824		278.678.021	
Partecipazioni	13	38.754.068.086		39.289.052.513	
Derivati	14	1.979.171.296	*818.817.602*	1.355.401.642	*971.785.658*
Altre attività finanziarie non correnti	15	146.490.819	*116.989.366*	164.581.474	*116.989.366*
Altre attività non correnti	16	466.782.285	*176.864.784*	483.128.702	*198.690.947*
	[*Subtotale*]	**41.748.286.351**		**41.590.806.898**	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	131.944.125	*126.901.064*	216.133.599	*208.963.697*
Crediti per imposte sul reddito	18	624.614.245		253.623.738	
Derivati	14	280.273.785	*50.482.464*	176.685.848	*104.059.774*
Altre attività finanziarie correnti	19	5.040.376.082	*4.222.947.341*	5.280.776.020	*4.169.321.515*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20	6.972.042.465		3.122.891.795	
Altre attività correnti	21	243.507.371	*208.144.734*	319.387.652	*196.029.881*
	[*Subtotale*]	**13.292.758.073**		**9.369.498.652**	
TOTALE ATTIVITÀ		**55.041.044.424**		**50.960.305.550**	

810

Euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2014		al 31.12.2013	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto					
Capitale sociale		9.403.357.795		9.403.357.795	
Altre riserve		9.113.576.853		9.179.799.975	
Utili/(Perdite) accumulati		6.061.293.373		5.911.368.935	
Utile dell'esercizio		558.202.514		1.372.360.952	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	**25.136.430.535**		**25.866.887.657**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	17.287.754.222		17.764.398.155	
TFR e altri benefici ai dipendenti	24	301.792.836		335.802.956	
Fondi rischi e oneri	25	16.242.515		22.914.882	
Passività per imposte differite	12	251.979.935		130.417.074	
Derivati	14	2.483.607.608	*469.314.078*	2.097.671.557	*69.551.426*
Altre passività non correnti	26	286.974.494	*286.925.885*	283.108.323	*281.355.187*
	[Subtotale]	**20.628.351.610**		**20.634.312.947**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	4.745.815.106	*4.319.403.537*	1.653.452.736	*1.531.015.176*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	2.362.593.688		1.060.916.047	
Debiti commerciali	27	138.773.087	*54.531.005*	212.116.969	*82.427.757*
Derivati	14	359.151.436	*233.714.323*	237.438.726	*71.724.967*
Altre passività finanziarie correnti	28	694.402.099	*54.139.432*	586.528.715	*30.211.789*
Altre passività correnti	30	975.526.863	*396.492.507*	708.651.753	*643.231.699*
	[Subtotale]	**9.276.262.279**		**4.459.104.946**	
TOTALE PASSIVITÀ		**29.904.613.889**		**25.093.417.893**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**55.041.044.424**		**50.960.305.550**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Capitale sociale e riserve (Nota 22)

Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale	Riserve *ex lege* n. 292/1993
Al 1° gennaio 2013	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Rettifica per adozione IAS 19/R (Benefici ai dipendenti)	-	-	-	-
Al 1° gennaio 2013 restated	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Riclassifica utili/(perdite) accumulati per adozione IAS 19/R (Benefici ai dipendenti)	-	-	-	-
Altri movimenti	-	-	-	-
Esercizio stock option	-	-	-	-
Variazioni del periodo per piani di stock option	-	-	-	-
Riparto utile 2012:				
- distribuzione dividendi	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio				
Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2013	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Al 1° gennaio 2014	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Altri movimenti	-	-	-	-
Esercizio stock option	-	-	-	-
Variazioni del periodo per piani di stock option	-	-	-	-
Riparto utile 2013:				
- distribuzione dividendi	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio				
Utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-
Utile dell'esercizio	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2014	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**

Altre riserve diverse	Riserva per rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Riserve da valutazione di strumenti finanziari	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	**Totale patrimonio netto**
68.237.877	**-**	**(351.618.268)**	**3.899.806.022**	**3.420.002.506**	**25.827.978.649**
-	(12.997.883)	-	(6.337.719)	8.401.795	**(10.933.807)**
68.237.877	**(12.997.883)**	**(351.618.268)**	**3.893.468.303**	**3.428.404.301**	**25.817.044.842**
-	-	-	8.401.795	(8.401.795)	-
4.057	-	-	-	-	**4.057**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(1.410.503.669)	**(1.410.503.669)**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	2.009.498.837	(2.009.498.837)	-
-	(3.811.101)	91.792.576	-	-	**87.981.475**
-	-	-	-	1.372.360.952	**1.372.360.952**
68.241.934	**(16.808.984)**	**(259.825.692)**	**5.911.368.935**	**1.372.360.952**	**25.866.887.657**
68.241.934	**(16.808.984)**	**(259.825.692)**	**5.911.368.935**	**1.372.360.952**	**25.866.887.657**
1.942	-	-	-	-	**1.942**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	(1.222.436.514)	**(1.222.436.514)**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	149.924.438	(149.924.438)	-
-	7.140.604	(73.365.668)	-	-	**(66.225.064)**
-	-	-	-	558.202.514	**558.202.514**
68.243.876	**(9.668.380)**	**(333.191.360)**	**6.061.293.373**	**558.202.514**	**25.136.430.535**

Rendiconto finanziario

Euro	Note	2014		2013	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Utile dell'esercizio		**558.202.514**		**1.372.360.952**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e perdite di valore di attività materiali e immateriali	5.d	11.703.869		8.823.887	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		287.123.443		(44.451.090)	
Accantonamenti ai fondi		24.534.294		5.351.239	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	6	(1.818.272.847)	*(1.818.272.847)*	(2.028.038.570)	*(2.028.038.570)*
(Proventi)/Oneri finanziari netti		623.640.479	*524.292.099*	821.498.632	*(855.288.272)*
Imposte sul reddito	9	(282.250.536)		(208.522.895)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		535.184.427		199.541	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		**(60.134.357)**		**(72.778.304)**	
Incremento/(Decremento) fondi		(55.266.390)		(45.341.313)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	84.189.474	*82.062.633*	261.670.783	*261.374.143*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		54.102.343	*(233.456.295)*	1.039.665.816	*385.631.611*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	(73.343.882)	*(27.896.752)*	18.740.838	*14.716.332*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		774.010.519	*470.312.293*	884.976.129	*536.801.979*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.369.270.987)	*(148.092.677)*	(1.558.640.462)	*(315.924.208)*
Dividendi incassati da società controllate, collegate e altre imprese	6	1.818.272.847	*1.818.272.847*	2.028.038.570	*2.028.038.570*
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(246.793.145)		(887.496.996)	
Cash flow da attività operativa (a)		**925.766.422**		**1.668.835.061**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(10.940.364)	*(10.406.565)*	(12.862.854)	*(12.765.252)*
Investimenti in partecipazioni	13	(200.000)	*(200.000)*	(100.000.000)	*(100.000.000)*
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento (b)		**(11.140.364)**		**(112.862.854)**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	1.602.264.514		2.651.827.471	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(1.103.409.596)		(3.908.963.730)	*(2.500.000.000)*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(974.482.447)		138.110.953	*27.332.965*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		4.632.587.974	*2.682.474.947*	(2.364.107.212)	*(1.278.001.143)*
Dividendi pagati	22	(1.222.435.833)		(1.410.503.669)	
Aumento di capitale e riserve per esercizio stock option	22	-		-	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		**2.934.524.612**		**(4.893.636.187)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**3.849.150.670**		**(3.337.663.980)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	20	3.122.891.795		6.460.555.775	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	20	**6.972.042.465**		**3.122.891.795**	

814

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

Enel SpA, che opera nel settore dell'energia elettrica e del gas, ha la forma giuridica di società per azioni e ha sede in Roma, viale Regina Margherita 137.

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. Le attività che Enel SpA, nell'ambito della propria funzione di indirizzo e coordinamento, presta nei confronti delle altre società del Gruppo possono essere così sintetizzate:

- corporate governance;
- finanza straordinaria e pianificazione finanziaria;
- tax planning e strategy;
- risk assessment management;
- policy legali;
- linee guida inerenti alla formazione manageriale e le politiche retributive;
- rapporti istituzionali;
- linee guida in tema di accounting;
- marketing strategico.

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa) garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali. La Società, inoltre, provvede direttamente e attraverso la sua controllata Enel Insurance NV alla copertura dei rischi assicurativi.

Enel SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014, parte integrante della presente Relazione finanziaria annuale di cui all'art. 154 *ter*, comma 1, T.U. della Finanza (decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58).

Gli Amministratori in data 18 marzo 2015 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014.

Il presente bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di Reconta Ernst & Young SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards - IAS e International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e le interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio di esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione, qualora presenti, delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle eventuali discontinued operations.

Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations.

Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con

parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo "Princípi contabili e criteri di valutazione" del Bilancio consolidato.
Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio consolidato.
La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro, valuta funzionale della Società, e i valori riportati nelle Note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.
Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.
Si precisa, inoltre, che i prospetti contabili di Conto economico e Stato patrimoniale sono stati modificati al fine di migliorare la presentazione degli impatti economici e patrimoniali dei contratti derivati. A tal fine si è reso necessario inserire nuove voci di Conto economico e Stato patrimoniale nonché effettuare le opportune riclassifiche con riferimento ai dati dell'esercizio 2013 e al 31 dicembre 2013, per una migliore comparabilità dei dati.

2

Princípi contabili e criteri di valutazione

I princípi contabili e i criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del Bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per le partecipazioni in società controllate e collegate.
Per società controllate si intendono tutte le società di cui Enel SpA ha il controllo. Il controllo è ottenuto quando la Società è esposta, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
Per società collegate si intendono le società su cui Enel SpA esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.
Le partecipazioni in società controllate e collegate sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.
Nel caso in cui la perdita di pertinenza di Enel SpA ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.
In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione a una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del patrimonio netto.

I dividendi da partecipazioni sono rilevati a Conto economico quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.
I dividendi 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.

3

Princípi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai princípi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

4.a Ricavi delle prestazioni - *Euro 245 milioni*

I "Ricavi delle prestazioni" sono così composti:

Milioni di euro	2014	2013	2014-2013
Prestazioni di servizi			
Società del Gruppo	245	268	(23)
Terzi	-	1	(1)
Totale ricavi delle prestazioni	**245**	**269**	**(24)**

I ricavi per "Prestazioni di servizi", pari a 245 milioni di euro, si riferiscono a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla Società e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti e di competenza delle controllate stesse.
Il decremento rispetto all'esercizio precedente, pari a 24 milioni di euro, è dovuto principalmente sia ai minori riaddebiti nei confronti di alcune società del Gruppo per prestazioni connesse a operazioni di aggregazione e riorganizzazione societaria sia alla riduzione dei ricavi per management fee e per le attività di service.
I "Ricavi delle prestazioni" possono essere suddivisi per area geografica come di seguito:

- 206 milioni di euro in Italia;
- 34 milioni di euro in Europa - Paesi UE;
- 5 milioni di euro in Europa - Paesi extra UE.

4.b Altri ricavi e proventi - *Euro 1 milione*

Gli "Altri ricavi e proventi", pari a 1 milione di euro nel 2014, risultano in diminuzione rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente (6 milioni di euro nel 2013) principalmente a seguito dei minori riaddebiti per prestazioni di personale in distacco presso altre società del Gruppo.

Costi

5.a Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo - *Euro 2 milioni*

Gli "Acquisti di energia elettrica e materiali di consumo", pari a 2 milioni di euro, presentano un decremento di 4 milioni di euro rispetto al precedente esercizio riferibile, essenzialmente, alla rilevazione nell'esercizio 2013 della revisione prezzi prevista dal contratto di importazione pluriennale con Alpiq (4 milioni di euro) che, seppure scaduto il 31 dicembre 2011, prevedeva tale revisione entro tre anni dalla data dell'ultima fatturazione.

5.b Servizi e godimento beni di terzi - *Euro 185 milioni*

I costi per prestazioni di "Servizi e godimento beni di terzi" sono ripartiti come di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Costi per servizi	170	212	(42)
Costi per godimento beni di terzi	15	18	(3)
Totale servizi e godimento beni di terzi	**185**	**230**	**(45)**

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 170 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 126 milioni di euro (149 milioni di euro nel 2013) e da società del Gruppo per 44 milioni di euro (63 milioni di euro nel 2013). In particolare, il decremento dei costi per servizi resi da terzi, pari a 23 milioni di euro, è da ricondursi principalmente alla diminuzione delle spese di pubblicità, propaganda e stampa sostenute (12 milioni di euro) e degli oneri per l'acquisizione e la cessione di aziende (8 milioni di euro).
I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano un decremento di 19 milioni di euro, da ricondursi essenzialmente sia ai minori costi per i servizi di assistenza informatica e di formazione erogati dalla controllata Enel Italia Srl (9 milioni di euro) sia al decremento dei costi per personale di Enel Distribuzione SpA ed Endesa in distacco presso Enel SpA (rispettivamente 4 milioni di euro e 2 milioni di euro).
I "Costi per godimento beni di terzi" sono rappresentati principalmente da costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Italia Srl e presentano, rispetto all'esercizio a raffronto, una variazione in diminuzione di 3 milioni di euro da collegare essenzialmente ai minori costi per affitti e locazioni di beni immobili.

5.c Costo del personale - *Euro 120 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	Note	2014	2013	2014-2013
Salari e stipendi		71	64	7
Oneri sociali		24	19	5
Benefici successivi al rapporto di lavoro	24	5	(1)	6
Altri benefici a lungo termine	24	9	5	4
Altri costi e altri piani di incentivazione	25	11	3	8
Totale costo del personale		**120**	**90**	**30**

Il "Costo del personale", pari a 120 milioni di euro, presenta un incremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio 2013 da imputare essenzialmente all'incremento della voce "Salari e stipendi" e dei relativi oneri sociali (complessivamente pari a 12 milioni di euro), all'aumento dei costi per incentivi all'esodo (6 milioni di euro), all'aumento degli oneri riferiti al piano Long Term Incentive (4 milioni di euro) nonché alla rilevazione nel 2013 di una partita non corrente relativa al rilascio del fondo inerente al "Piano per l'accompagnamento graduale al pensionamento dei dipendenti" (6 milioni di euro).

La voce "Benefici successivi al rapporto di lavoro" include i piani a benefici definiti e i piani a contributi definiti. In maggior dettaglio, il costo per i piani a contributi definiti ammonta a 4 milioni di euro per l'esercizio 2014 e risulta invariato rispetto all'esercizio 2013.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2014.

	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2014	2013	2014-2013	al 31.12.2014
Manager	143	123	20	159
Middle manager	312	338	(26)	322
White collar	324	332	(8)	310
Blue collar	-	-	-	-
Totale	**779**	**793**	**(14)**	**791**

5.d Ammortamenti e perdite di valore - *Euro 543 milioni*

Milioni di euro	2014	2013	2014-2013
Ammortamenti delle attività materiali	3	1	2
Ammortamenti delle attività immateriali	9	8	1
Perdite di valore	531	-	531
Totale ammortamenti e perdite di valore	543	9	534

Gli "Ammortamenti e perdite di valore", pari complessivamente a 543 milioni di euro (9 milioni di euro nel 2013), rilevano un incremento complessivo di 534 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente riferibile alla perdita di valore registrata sulle partecipazioni detenute in Enel Produzione SpA (512 milioni di euro) e in Enel Ingegneria e Ricerca SpA (19 milioni di euro), nonché ai maggiori ammortamenti sulle attività materiali e immateriali.

5.e Altri costi operativi - *Euro 19 milioni*

Gli "Altri costi operativi", complessivamente pari a 19 milioni di euro, rilevano un incremento rispetto all'esercizio precedente di 5 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente ai minori rilasci, rispetto al 2013, del fondo vertenze e contenzioso.

Il **risultato operativo**, negativo per 623 milioni di euro, presenta, rispetto all'esercizio a raffronto, un decremento di 549 milioni di euro.

6. Proventi da partecipazioni - *Euro 1.818 milioni*

I proventi da partecipazioni, pari a 1.818 milioni di euro, si riferiscono ai dividendi deliberati dalle Assemblee degli azionisti delle società controllate e collegate, interamente erogati nel corso del 2014.

Milioni di euro	2014	2013	2014-2013
Dividendi da imprese controllate e collegate	**1.818**	**2.028**	**(210)**
Enel Produzione SpA	223	222	1
Enel Distribuzione SpA	1.373	1.625	(252)
Enelpower SpA	1	3	(2)
Enel.Factor SpA	3	4	(1)
Enel Italia Srl	7	40	(33)
Enel Energia SpA	16	44	(28)
Enel Servizio Elettrico SpA	85	-	85
Enel Green Power SpA	109	89	20
CESI SpA	1	1	-
Dividendi da altre imprese	-	-	-
Emittenti Titoli SpA	-	-	-
Totale proventi da partecipazioni	**1.818**	**2.028**	**(210)**

7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro 236 milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2014	2013	2014-2013
Proventi finanziari da derivati			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**1.726**	**1.342**	**384**
proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.726	1.342	384
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**464**	**150**	**314**
proventi da derivati di fair value hedge	39	14	25
proventi da derivati di cash flow hedge	415	98	317
proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	10	38	(28)
Totale proventi finanziari da derivati	**2.190**	**1.492**	**698**
Oneri finanziari da derivati			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**1.737**	**1.335**	**402**
oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.737	1.335	402
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**217**	**266**	**(49)**
oneri da derivati di cash flow hedge	167	239	(72)
oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	50	27	23
Totale oneri finanziari da derivati	**1.954**	**1.601**	**353**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	**236**	**(109)**	**345**

I proventi finanziari netti da contratti derivati sono positivi per 236 milioni di euro (oneri finanziari netti per 109 milioni di euro nel 2013) e riflettono essenzialmente i proventi finanziari netti da strumenti finanziari derivati posti in essere nell'interesse di Enel SpA. La variazione, rispetto a quanto rilevato nel precedente esercizio, è positiva per 345 milioni di euro ed è determinata sostanzialmente dall'incremento dei proventi finanziari netti su derivati di cash flow hedge e fair value hedge (rispettivamente 389 milioni di euro e 25 milioni di euro), in parte compensato dai maggiori oneri finanziari netti su derivati valutati al fair value through profit or loss (51 milioni di euro) stipulati nell'interesse di Enel SpA, sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 31 "Strumenti finanziari" e alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

860

8. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (1.155) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro	2014	2013	2014-2013
Altri proventi finanziari			
Interessi attivi			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	6	20	(14)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	206	232	(26)
Totale	**212**	**252**	**(40)**
Differenze positive di cambio	10	60	(50)
Altro	-	8	(8)
Totale altri proventi finanziari	**222**	**320**	**(98)**
Altri oneri finanziari			
Interessi passivi			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	67	96	(29)
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	968	746	222
Interessi passivi su altri finanziamenti	3	125	(122)
Totale	**1.038**	**967**	**71**
Differenze negative di cambio	293	8	285
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	9	13	(4)
Oneri fair value hedge - adeguamento posta coperta	26	14	12
Altro	11	(1)	12
Totale altri oneri finanziari	**1.377**	**1.001**	**376**
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(1.155)**	**(681)**	**(474)**

Gli Altri oneri finanziari netti, pari a 1.155 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (1.038 milioni di euro) e le differenze negative di cambio (293 milioni di euro) risultando parzialmente bilanciati dagli interessi attivi sia a breve sia a lungo termine (complessivamente pari a 212 milioni di euro). L'incremento degli oneri finanziari netti, pari a 474 milioni di euro, rispetto al 2013, è stato determinato principalmente dalla variazione delle differenze cambio nette (complessivamente negativa per 335 milioni di euro), dai maggiori interessi passivi sull'indebitamento finanziario (71 milioni di euro) nonché dai minori interessi attivi sulle attività finanziarie (complessivamente pari a 40 milioni di euro).
Tali variazioni risentono delle dinamiche dei tassi di interesse e dei tassi di cambio nonché della movimentazione del debito intervenuta nel corso dell'esercizio.

9. Imposte - *Euro 282 milioni*

Milioni di euro	2014	2013	2014-2013
Imposte correnti	(299)	(216)	(83)
Imposte anticipate	8	10	(2)
Imposte differite	9	(2)	11
Totale imposte	**(282)**	**(208)**	**(74)**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2014 risultano complessivamente positive per 282 milioni di euro per effetto principalmente della riduzione della base imponibile IRES rispetto al risultato civilistico *ante* imposte dovuta all'esclusione del

95% dei dividendi percepiti dalle società controllate e della deducibilità degli interessi passivi di Enel SpA in capo al consolidato fiscale di Gruppo in base alle disposizioni in materia di IRES (art. 96 del TUIR).

Tale andamento risente essenzialmente del diverso ammontare, nei due esercizi di riferimento, dei dividendi percepiti dalle società controllate nonché dell'indeducibilità delle svalutazioni sulle partecipazioni effettuate nel corso del 2014 e aventi i requisiti di cui all'art. 87 del TUIR.

Nella tabella che segue viene rappresentata la riconciliazione dell'aliquota fiscale teorica con quella effettiva.

Milioni di euro

	2014	Incidenza %	2013	Incidenza %
Risultato *ante* imposte	276		1.164	
Imposte teoriche IRES (27,5%)	**76**	**27,5%**	**320**	**27,5%**
Minori imposte:				
- dividendi da partecipazione	(475)	-172,1%	(530)	-45,5%
- svalutazioni anni precedenti	-	-	(1)	-0,1%
- utilizzo fondi	(14)	-5,1%	(17)	-1,5%
- altre	(22)	-8,0%	-	-
Maggiori imposte:				
- svalutazioni dell'esercizio	152	55,1%	-	-
- accantonamento ai fondi	10	3,6%	9	0,8%
- sopravvenienze passive	3	1,1%	3	0,3%
- altre	3	1,1%	9	0,8%
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	**(267)**	**-96,7%**	**(207)**	**-17,8%**
IRAP	-	-	-	-
Differenza su stime imposte anni precedenti	**(32)**	**-11,6%**	**(9)**	**-0,8%**
Totale fiscalità differita:	**17**	**6,2%**	**8**	**0,7%**
- di cui movimenti dell'anno	9		7	
- di cui differenza stime anni precedenti	8		1	
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**(282)**	**-102,2%**	**(208)**	**-17,9%**

822

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

10. Attività materiali - *Euro 8 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2013 e 2014 sono di seguito rappresentati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su immobili di terzi	Totale
Costo storico	1	3	3	5	19	26	57
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(24)	(52)
Consistenza al 31.12.2012	**1**	**1**	**-**	**-**	**1**	**2**	**5**
Investimenti	-	-	-	-	-	5	5
Ammortamenti	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**4**	**4**
Costo storico	1	3	3	5	19	31	62
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(25)	(53)
Consistenza al 31.12.2013	**1**	**1**	**-**	**-**	**1**	**6**	**9**
Investimenti	-	-	-	-	-	2	2
Ammortamenti	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**(1)**
Costo storico	1	3	3	5	19	33	64
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(28)	(56)
Consistenza al 31.12.2014	**1**	**1**	**-**	**-**	**1**	**5**	**8**

Le "Attività materiali" risultano complessivamente pari a 8 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un decremento di 1 milione di euro da riferirsi essenzialmente al saldo netto negativo tra agli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio (2 milioni di euro) e gli ammortamenti dell'esercizio (3 milioni di euro). Gli investimenti relativi alla voce "Migliorie su immobili di terzi" sono attinenti a lavori di ristrutturazione e messa in sicurezza di alcuni edifici in cui ha sede Enel SpA.

11. Attività immateriali - *Euro 11 milioni*

Le "Attività immateriali", tutte a vita utile definita, sono di seguito rappresentate.

Milioni di euro	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali in corso	Totale
Consistenza al 31.12.2012	**11**	**1**	**12**
Investimenti	6	1	7
Passaggi in esercizio	1	(1)	-
Ammortamenti	(8)	-	(8)
Totale variazioni	**(1)**	**-**	**(1)**
Consistenza al 31.12.2013	**10**	**1**	**11**
Investimenti	-	9	9
Passaggi in esercizio	9	(9)	-
Ammortamenti	(9)	-	(9)
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**
Consistenza al 31.12.2014	**10**	**1**	**11**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisto di software applicativi a titolo di proprietà e per le manutenzioni evolutive sugli stessi. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in tre esercizi).

Il valore della voce, rispetto al precedente esercizio, è rimasto inalterato in quanto gli ammortamenti dell'anno in corso (9 milioni di euro) sono stati completamente compensati dai passaggi in esercizio relativi essenzialmente a sistemi software per la gestione della reportistica consolidata, del rischio e delle attività di finanza accentrata.

Le "Altre attività immateriali in corso", pari a 1 milione di euro, anch'esse inalterate nel loro valore rispetto all'esercizio precedente, si riferiscono essenzialmente a investimenti in corso per sistemi di finanza accentrata, per l'implementazione di modelli di misurazione dei rischi e per il miglioramento dei sistemi di reportistica gestionale e contabile della Holding.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 383 milioni ed euro 252 milioni*

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali.

Milioni di euro	al 31.12.2013	Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	al 31.12.2014
	Totale			Totale
Attività per imposte anticipate				
Natura delle differenze temporanee:				
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	36	(5)	(3)	28
- strumenti finanziari derivati	199	-	115	314
- altre partite	44	(3)	-	41
Totale attività per imposte anticipate	**279**	**(8)**	**112**	**383**
Passività per imposte differite				
Natura delle differenze temporanee:				
- valutazione strumenti finanziari	130	-	113	243
- altre partite	-	9	-	9
Totale passività per imposte differite	**130**	**9**	**113**	252
Attività per imposte anticipate su IRES risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**171**			**172**
Passività per imposte differite su IRAP risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**(22)**			**(41)**

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 383 milioni di euro (279 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e presentano un incremento di 104 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi principalmente alle imposte anticipate sulla valutazione al fair value delle operazioni di cash flow hedge (115 milioni di euro) e al rilascio di alcune partite connesse ad accantonamenti per rischi e perdite di valore (5 milioni di euro).

Le "Passività per imposte differite" sono pari a 252 milioni di euro (130 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e registrano un incremento di 122 milioni di euro, dovuto sostanzialmente alle imposte differite relative alla valutazione al fair value delle operazioni di cash flow hedge (113 milioni di euro).

Il valore delle imposte differite è stato determinato applicando le aliquote del 27,5% per l'IRES e del 5,57% per l'IRAP (tenuto conto delle addizionali regionali); il valore delle imposte anticipate è stato determinato applicando unicamente l'aliquota IRES del 27,5% in quanto, per i prossimi esercizi, non si prevede di realizzare redditi imponibili IRAP tali da riassorbire le differenze temporanee deducibili.

825

13. Partecipazioni - *Euro 38.754 milioni*

Il seguente prospetto riassume i movimenti intervenuti nell'esercizio per ciascuna partecipazione, con i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate e in altre imprese.

Milioni di euro	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
			al 31.12.2013		
A) Imprese controllate					
Enel Produzione SpA	4.892	-	4	4.896	100,0
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	46	-	1	47	100,0
Enel Distribuzione SpA	4.054	-	2	4.056	100,0
Enel Servizio Elettrico SpA	110	-	-	110	100,0
Enel Trade SpA	901	-	1	902	100,0
Enel Green Power SpA	3.640	-	2	3.642	68,3
Enel Investment Holding BV	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100,0
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100,0
Enel Iberoamérica SL	18.300	-	-	18.300	100,0
Enel.Factor SpA	18	-	-	18	100,0
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100,0
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100,0
Enel.Newhydro Srl	70	(54)	-	16	100,0
Enel Finance International NV	1.414	-	-	1.414	100,0
Enel Oil & Gas SpA	-	-	-	-	-
Totale controllate	**43.983**	**(4.735)**	**13**	**39.261**	
C) Imprese collegate					
CESI SpA	23	-	-	23	42,7
Totale collegate	**23**	**-**	**-**	**23**	
D) Altre imprese					
Elcogas SA	5	(1)	-	4	4,3
Emittenti Titoli SpA	1	-	-	1	10,0
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1,0
Totale altre imprese	**6**	**(1)**	**-**	**5**	
TOTALE PARTECIPAZIONI	**44.012**	**(4.736)**	**13**	**39.289**	

Rettifiche di valore	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti del 2014		**al 31.12.2014**			
(512)	4.892	(512)	4	4.384	100,0
(19)	46	(19)	1	28	100,0
-	4.054	-	2	4.056	100,0
-	110	-	-	110	100,0
-	901	-	1	902	100,0
-	3.640	-	2	3.642	68,3
-	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0
-	189	(159)	-	30	100,0
-	1.321	(8)	-	1.313	100,0
-	18.300	-	-	18.300	100,0
-	18	-	-	18	100,0
-	5	-	-	5	100,0
-	525	(41)	3	487	100,0
-	70	(54)	-	16	100,0
-	1.414	-	-	1.414	100,0
-	-	-	-	-	100,0
(531)	**43.983**	**(5.266)**	**13**	**38.730**	
-	23	-	-	23	42,7
-	**23**	-	**-**	**23**	
(4)	5	(5)	-	-	4,3
-	1	-	-	1	10,0
-	-	-	-	-	1,0
(4)	**6**	**(5)**	-	**1**	
(535)	**44.012**	**(5.271)**	**13**	**38.754**	

827

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2014.

Milioni di euro	
Incrementi	
Costituzione società Enel Oil & Gas SpA	-
Totale incrementi	-
Decrementi	
Svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA	(512)
Svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Ingegneria e Ricerca SpA	(19)
Svalutazione della partecipazione detenuta in Elcogas SA	(4)
Totale decrementi	(535)
SALDO MOVIMENTI	(535)

Il decremento del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, collegate e in altre imprese è da riferirsi:

- all'adeguamento di valore, pari a 512 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA per tener conto del perdurare del contesto di crisi economica in Italia e in considerazione dei negativi riflessi della stessa sul settore della generazione elettrica da fonti tradizionali;
- all'adeguamento di valore, pari a 19 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Ingegneria e Ricerca SpA per tener conto dei risultati negativi conseguiti dalla società e del presumibile recupero del costo iscritto in bilancio;
- alla completa svalutazione, per 4 milioni di euro, della partecipazione detenuta nella società Elcogas SA, messa in liquidazione dal 1° gennaio 2015;
- alla costituzione, in data 26 novembre 2014, della società Enel Oil & Gas SpA tramite il versamento del capitale sociale di 200.000 euro.

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società controllate italiane detenute da Enel SpA sono presso Monte dei Paschi di Siena, in conto deposito titoli a custodia.
Nel prospetto che segue è riportata la composizione del capitale sociale e del patrimonio netto di ciascuna delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e altre imprese al 31 dicembre 2014.

	Sede Legale	Valuta	Capitale sociale (euro)	Patrimonio netto (milioni di euro)	Utile/(Perdita) ultimo esercizio (milioni di euro)	Quota di possesso %	Valore a bilancio (milioni di euro)
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	Roma	Euro	1.800.000.000	4.039	(1.793)	100,0	4.384
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Euro	30.000.000	26	(1)	100,0	28
Enel Distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	4.365	1.278	100,0	4.056
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Euro	10.000.000	98	5	100,0	110
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	357	(235)	100,0	902
Enel Green Power SpA (1)	Roma	Euro	1.000.000.000	8.929	440	68,3	3.642
Enel Investment Holding BV (1)	Amsterdam	Euro	1.593.050.000	3.673	61	100,0	4.025
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	30	-	100,0	30
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	1.214	160	100,0	1.313
Enel Iberoamérica SL	Madrid	Euro	500.000.000	23.546	21	100,0	18.300
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	48	4	100,0	18
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000	56	7	100,0	5
Enel Italia Srl	Roma	Euro	50.000.000	420	9	100,0	487
Enel.Newhydro Srl	Roma	Euro	1.000.000	18	1	100,0	16
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1.478.810.370	722	32	100,0	1.414
Enel Oil & Gas SpA	Roma	Euro	200.000	-	-	100,0	-
C) Imprese collegate							
CESI SpA	Milano	Euro	8.550.000	95	2	42,7	23
D) Altre imprese							
Elcogas SA (2)	Puertollano	Euro	20.242.260	(8)	(18)	4,3	-
Emittenti Titoli SpA	Milano	Euro	4.264.000	16	10	10,0	1
Idrosicilia SpA (3)	Milano	Euro	22.520.000	40	2	1,0	-

(1) I valori del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio si riferiscono ai dati del Gruppo.
(2) I valori del capitale sociale, del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio si riferiscono al Bilancio al 31 dicembre 2013.
(3) I valori del capitale sociale, del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio si riferiscono al Bilancio al 31 dicembre 2012.

Relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Finance International NV, Enel Italia Srl, Enel Servizio Elettrico SpA, Enel Trade SpA, Enel Investment Holding BV, Enel Produzione SpA ed Enel Energia SpA, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2014 di ciascuna delle società partecipate. Si ritiene infatti che tale circostanza non è da considerarsi un indicatore di perdita di valore durevole della partecipazione ma un temporaneo disallineamento tra i due valori. In particolare:

- per la società Enel Finance International NV è dovuto essenzialmente all'andamento negativo della valutazione al fair value di alcune poste di bilancio che trovano contropartita nel patrimonio netto;
- per le società Enel Italia Srl ed Enel Servizio Elettrico SpA è dovuto all'applicazione retroattiva, nel 2013, del principio "IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*", che ha determinato l'iscrizione di perdite attuariali nette con conseguente impatto nel patrimonio netto delle società. Tali perdite, avendo natura non monetaria, si riassorbiranno negli esercizi futuri senza che questo determini alcuna uscita di cassa per le partecipate;
- per le società Enel Trade SpA ed Enel Investment Holding BV, considerando i flussi di cassa futuri attesi che evidenziano un maggior valore non riflesso nel valore del patrimonio netto contabile (che peraltro sconta anche in alcuni casi l'andamento sfavorevole dei tassi di cambio), si conferma la piena recuperabilità del valore della partecipazione e che il disallineamento è solo temporaneo.

Le "Partecipazioni in altre imprese" al 31 dicembre 2014 sono tutte riferite a società non quotate e sono valutate al costo poiché il fair value non può essere attendibilmente determinato.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Partecipazioni in società non quotate valutate al costo	1	5
Elcogas SA	-	4
Emittenti Titoli SpA	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivati - *Euro 1.979 milioni, euro 280 milioni, euro 2.484 milioni, euro 359 milioni*

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013
Attività finanziarie - Derivati	1.979	1.355	280	177
Passività finanziarie - Derivati	2.484	2.098	359	237

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla Nota 31 "Strumenti finanziari" e 33 "Derivati e hedge accounting".

15. Altre attività finanziarie non correnti - *Euro 146 milioni*

La composizione di tale voce è la seguente:

Milioni di euro	Note	**al 31.12.2014**	**al 31.12.2014**	2014-2013
Risconti attivi finanziari		25	43	(18)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	121	122	(1)
Totale		**146**	**165**	**(19)**

I "Risconti attivi finanziari" si riferiscono essenzialmente ai costi di transazione residui sulla linea di credito revolving di 10 miliardi di euro stipulata, in data 19 aprile 2010, tra Enel, Enel Finance International e Mediobanca nonché a quelli relativi al Forward Start Facility Agreement sottoscritto, in data 8 febbraio 2013, dalle medesime società con un pool di banche per un importo di 9 miliardi di euro. La voce accoglie la quota non corrente di tali costi e il rilascio a Conto economico è fatto in funzione della tipologia delle fee e della durata delle linee.

15.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 121 milioni*

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Crediti finanziari				
Crediti verso imprese controllate	31.1.1	117	117	-
Crediti finanziari verso terzi		-	2	(2)
Altri crediti finanziari		4	3	1
Totale		**121**	**122**	**(1)**

La voce "Crediti finanziari verso imprese controllate", pari a 117 milioni di euro, si riferisce a crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario. I termini degli accordi prevedono il riaddebito dei relativi oneri finanziari di competenza, degli oneri e proventi maturati sui contratti di copertura contro il rischio di oscillazione dei tassi di interesse, nonché il rimborso delle quote capitale alle scadenze previste per ogni prestito.

16. Altre attività non correnti - *Euro 467 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Crediti verso società controllate per accollo PIA	**173**	**195**	**(22)**
Crediti tributari	**290**	**284**	**6**
Altri crediti a lungo termine:			
- altri crediti	4	4	-
Totale altri crediti a lungo termine	**4**	**4**	**-**
TOTALE ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	**467**	**483**	**(16)**

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA", pari a 173 milioni di euro, si riferisce ai crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle rispettive quote di competenza della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA). I termini dell'accordo prevedono che le società del Gruppo accollanti rimborseranno i costi per estinguere l'obbligazione a benefici definiti, che sorge in capo alla Capogruppo ed è iscritta alla voce "TFR e altri benefici ai dipendenti".
Sulla base delle previsioni attuariali formulate in base alle correnti assunzioni, la quota esigibile oltre il quinto anno dei "Crediti verso società controllate per accollo PIA" è stimata pari a 111 milioni di euro (130 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

La voce "Crediti tributari" accoglie il credito emerso in seguito alla presentazione delle istanze di rimborso per le maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES. Le suddette istanze sono state effettuata da Enel SpA per proprio conto per l'esercizio 2003 mentre per le annualità 2004-2011 sono state effettuate sia per proprio conto sia in qualità di società consolidante. L'incremento rispetto al precedente esercizio, pari a 6 milioni di euro, è dovuto alla rilevazione degli interessi di competenza maturati.

Gli "Altri crediti", pari a 4 milioni di euro, si riferiscono al residuo credito vantato verso la società controllata Enel Ingegneria e Ricerca SpA per la cessione, avvenuta nel 2011, della partecipazione detenuta in Sviluppo Nucleare Italia Srl.

17. Crediti commerciali - *Euro 132 milioni*

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Clienti:			
- altri crediti	6	8	(2)
Totale	**6**	**8**	**(2)**
Crediti commerciali verso imprese controllate	126	208	(82)
TOTALE CREDITI COMMERCIALI	**132**	**216**	**(84)**

I "Crediti commerciali verso imprese controllate" si riferiscono principalmente ai servizi di indirizzo e coordinamento e alle altre attività svolte da Enel SpA a favore delle società del Gruppo. Il decremento, pari a 82 milioni di euro, è correlato all'andamento dei ricavi connessi ai medesimi servizi, nonché al miglioramento dei tempi di incasso.
I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Imprese controllate			
Enel Iberoamérica SL	1	1	-
Enel Produzione SpA	18	6	12
Enel Distribuzione SpA	7	20	(13)
Enel Green Power SpA	7	4	3
Endesa SA	-	1	(1)
Enel Servizio Elettrico SpA	(1)	2	(3)
Enel Trade SpA	3	2	1
Enel Energia SpA	21	34	(13)
Enel Italia Srl	-	21	(21)
Slovenské elektrárne AS	17	11	6
Enel.si Srl	6	18	(12)
Enel Investment Holding BV	-	2	(2)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel Sole Srl	2	2	-
Enel Russia OJSC	16	14	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	16	15	1
Endesa Generación SA	(2)	5	(7)
Enel Romania Srl	4	9	(5)
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	8	(8)
Altre	10	32	(22)
Totale	**126**	**208**	**(82)**

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Italia	66	109	(43)
Europa - UE	47	75	(28)
Europa - extra UE	18	26	(8)
Altri	1	6	(5)
Totale	**132**	**216**	**(84)**

18. Crediti per imposte sul reddito - *Euro 625 milioni*

I crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2014 ammontano a 625 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito IRES della Società per imposte correnti dell'esercizio (267 milioni di euro), nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata IRES 2014 (354 milioni di euro).

19. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 5.040 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	4.693	4.930	(237)
Altre attività finanziarie correnti		347	350	(3)
Totale		**5.040**	**5.280**	**(240)**

19.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 4.693 milioni*

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Crediti finanziari verso società del Gruppo:				
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	31.1.1	4.018	3.391	627
- finanziamento a breve termine verso Enel Finance International NV	31.1.1	-	500	(500)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	31.1.1	-	21	(21)
Crediti finanziari verso terzi:				
- altri crediti finanziari		3	-	3
- cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC	31.1.1	672	1.018	(346)
Totale		**4.693**	**4.930**	**(237)**

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" pari a 4.693 milioni di euro al 31 dicembre 2014, sono rappresentate da crediti finanziari verso società del Gruppo per 4.018 milioni di euro e da crediti finanziari verso terzi per 675 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo" si incrementano, rispetto al 31 dicembre 2013, di 106 milioni di euro essenzialmente per effetto dei maggiori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (627 milioni di euro), in parte compensati dal rimborso da parte della controllata Enel Finance International NV dell'Intercompany Revolving Facility Agreement concesso

333

alla stessa nel 2013 (500 milioni di euro).
I "Crediti finanziari verso terzi", pari a 675 milioni di euro, rispetto al precedente esercizio, evidenziano un decremento di 343 milioni di euro, attribuibile essenzialmente alla diminuzione dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi.

20. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 6.972 milioni*

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Depositi bancari e postali	6.972	3.123	3.849
Denaro e valori in cassa	-	-	-
Totale	**6.972**	**3.123**	**3.849**

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 6.972 milioni di euro, presentano un incremento di 3.849 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013, principalmente dovuto agli effetti sulla tesoreria accentrata delle operazioni straordinarie connesse all'ottimizzazione dell'assetto societario del Gruppo, nonché ai minori versamenti fiscali del 2014.

21. Altre attività correnti - *Euro 244 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2014 è di seguito descritta.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Crediti tributari	33	122	(89)
Altri crediti verso società del Gruppo	208	196	12
Crediti verso altri	3	1	2
Totale	**244**	**319**	**(75)**

Le "Altre attività correnti" rilevano, rispetto al 31 dicembre 2013, un decremento complessivo di 75 milioni di euro.

I "Crediti tributari", pari a 33 milioni di euro, si riferiscono principalmente al credito verso l'Erario per IVA di Gruppo (25 milioni di euro) e ad altri crediti pregressi per imposte sul reddito (7 milioni di euro). La diminuzione di 89 milioni di euro, rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente, è da ricondurre essenzialmente al minore credito per IVA di Gruppo (39 milioni di euro), all'incasso di crediti IRAP chiesti a rimborso negli esercizi precedenti (24 milioni di euro) e all'esposizione netta a credito verso l'Erario, nel 2013, per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale IRES (20 milioni di euro).
Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi principalmente ai crediti per IVA verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (51 milioni di euro), nonché ai crediti tributari IRES verso le società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (116 milioni di euro).

Passivo

22. Patrimonio netto - *Euro 25.136 milioni*

Il patrimonio netto è pari a 25.136 milioni di euro ed è in diminuzione di 731 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2013. Tale variazione è riferibile alla distribuzione del dividendo dell'esercizio 2013 nella misura di 0,13 euro per azione (complessivamente pari a 1.223 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 22 maggio 2014, nonché all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (492 milioni di euro).

Capitale sociale - *Euro 9.403 milioni*

Non essendo state esercitate nel corso dell'esercizio 2014 stock option in base ai piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2014 (così come al 31 dicembre 2013) 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 2014, in base delle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 nonché delle altre informazioni a disposizione, non risultano azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 2% del capitale della Società all'infuori del Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 31,24% del capitale sociale), di CNP Assurances (con il 3,67% del capitale sociale, posseduto alla data del 26 giugno 2014 a titolo di gestione del risparmio) e di People's Bank of China (con il 2,07% del capitale sociale).

In data 26 febbraio 2015 il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha ceduto una partecipazione pari il 5,74% del capitale della Società; pertanto, a seguito di tale operazione, la partecipazione detenuta dal suddetto Ministero è scesa dal 31,24% al 25,50% del capitale della Società.

Altre riserve - *Euro 9.114 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 5.292 milioni*

La riserva da sovrapprezzo azioni non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva legale - *Euro 1.881 milioni*

La riserva legale, pari al 20,0% del capitale sociale, non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva *ex lege* n. 292/1993 - *Euro 2.215 milioni*

Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre riserve diverse - *Euro 68 milioni*

Comprendono 19 milioni di euro relativi alla riserva per contributi in conto capitale, che riflette il 50% dei contributi acquisiti da enti pubblici e organismi comunitari, in forza di leggi, per la realizzazione di nuove opere (ai sensi dell'art. 55 del decreto del Presidente della Repubblica n. 917/1986) rilevati a patrimonio netto al fine di usufruire del beneficio di sospensione della tassazione, oltre a 29 milioni di euro relativi alla riserva per stock option e 20 milioni di euro di altre riserve.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari - *Euro (332 milioni)*

La voce al 31 dicembre 2014 è costituita esclusivamente dalla riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash flow hedge negativa per 332 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo per 70 milioni di euro).

Riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti - *Euro (10 milioni)*

Al 31 dicembre 2014 la riserva per piani a benefici definiti è pari a 10 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo per 4 milioni di euro). La riserva accoglie gli utili e le perdite attuariali rilevate direttamente a patrimonio netto, non essendo più applicabile il c.d. "corridor approach" secondo la nuova versione del principio contabile "IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*".

Di seguito viene riportata una tabella che evidenzia i movimenti delle riserve da valutazione di strumenti finanziari e da rimisurazione delle passività/attività per piani a benefici definiti avvenuti nel corso degli esercizi 2013 e 2014.

Milioni di euro	al 01.01.2013	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	al 31.12.2013	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	**al 31.12.2014**
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	(351)	(28)	141	(21)	(259)	173	(248)	2	**(332)**
Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici definiti	(13)	(5)	-	1	(17)	10	-	(3)	**(10)**
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**(364)**	**(33)**	**141**	**(20)**	**(276)**	**183**	**(248)**	**(1)**	**(342)**

Utili e perdite accumulati - *Euro 6.061 milioni*

Nell'esercizio 2014 la voce ha presentato una variazione in aumento di 149 milioni di euro per effetto di quota parte degli utili dell'esercizio precedente portati a nuovo, come da delibera dell'Assemblea degli azionisti del 22 maggio 2014.

Utile dell'esercizio - *Euro 558 milioni*

L'utile dell'esercizio 2014 è pari a 558 milioni di euro.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro	al 31.12.2014	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	9.403		
Riserve di capitale:			
- riserva da sovrapprezzo azioni	5.292	ABC	5.292
Riserve di utili:			
- riserva legale	1.881	B	
- riserva *ex lege* n. 292/1993	2.215	ABC	2.215
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(332)		
- riserva contributi in conto capitale	19	ABC	19
- riserva stock option	29	ABC	29 (1)(2)
- riserva per rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(10)		
- altre	20	ABC	20
Utili/(Perdite) accumulati	6.061	ABC	6.061
Totale	**24.578**		**13.636**
di cui quota distribuibile			*13.633*

A: aumento di capitale.
B: per copertura perdite.
C: per distribuzione ai soci.
(1) Relativi a opzioni non più esercitabili.
(2) Non è distribuibile per un importo pari a 3 milioni di euro relativi alle opzioni assegnate dalla Capogruppo ai dipendenti di società controllate e non più esercitabili.

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del codice civile, in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4 del codice civile.

Gli obiettivi di Enel nella gestione del capitale sono ispirati alla creazione di valore per gli azionisti, alla garanzia degli interessi degli stakeholder e alla salvaguardia della continuità aziendale, nonché al mantenimento di un adeguato livello di patrimonializzazione che consenta un economico accesso a fonti esterne di finanziamento tese a supportare adeguatamente lo sviluppo dell'attività del Gruppo.

22.1 Dividendi

La tabella seguente evidenzia i dividendi distribuiti dalla Società nell'esercizio 2013 e 2014.

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2013		
Dividendi relativi al 2012	1.410	0,15
Acconto sul dividendo 2013	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2013	**1.410**	**0,15**
Dividendi pagati nel 2014		
Dividendi relativi al 2013	1.223	0,13
Acconto sul dividendo 2014	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2014	**1.223**	**0,13**

Il dividendo dell'esercizio 2014, pari a euro 0,14 per azione, per un ammontare complessivo di 1.316 milioni di euro, verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 28 maggio 2015. Il presente bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2014.

22.2 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla Società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la Società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso dell'esercizio 2014.
A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2014 e 2013 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Posizione finanziaria non corrente	(17.288)	(17.764)	476
Posizione finanziaria corrente netta	4.556	5.339	(783)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	121	122	(1)
Indebitamento finanziario netto	**(12.611)**	**(12.303)**	**(308)**
Patrimonio netto	**25.136**	**25.867**	**(731)**
Indice debt/equity	**(0,50)**	**(0,48)**	**(0,02)**

23. Finanziamenti - *Euro 17.288 milioni, euro 2.363 milioni, euro 4.746 milioni*

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013
Finanziamenti a lungo termine	17.288	17.764	2.363	1.061
Finanziamenti a breve termine	-	-	4.746	1.653

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota 31 "Strumenti finanziari".

24. TFR e altri benefici ai dipendenti - *Euro 302 milioni*

La Società riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a trattamento di fine rapporto di lavoro, indennità per mensilità aggiuntive e indennità sostitutiva del preavviso, premi di fedeltà, previdenza integrativa aziendale, assistenza sanitaria, sconto energia (energia a tariffa ridotta – limitatamente al personale in quiescenza), indennità aggiuntiva contributi FOPEN, contributi FOPEN superiori al limite fiscalmente deducibile e piani di incentivazione al personale.

La voce accoglie gli accantonamenti destinati a coprire i benefici dovuti al momento della cessazione del rapporto di lavoro o successivamente al rapporto di lavoro per piani a benefici definiti nonché altri benefici a lungo termine spettanti ai dipendenti in forza di legge, di contratto o per altre forme di incentivazione ai dipendenti.
Le obbligazioni, in linea con le previsioni dello IAS 19, sono state determinate sulla base del "metodo della proiezione unitaria del credito".

Nel seguito si evidenzia la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013.

Milioni di euro	2014					2013				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Passività attuariale al 1° gennaio	273	11	37	15	336	296	9	39	14	358
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	-	10	10	-	-	-	5	5
Interessi passivi	8	-	1	-	9	9	-	1	-	10
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(7)	-	(2)	-	(9)	4	2	(1)	-	5
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(3)	1	1	-	(1)	-	1	-	-	1
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	(6)	-	-	-	(6)
Altri pagamenti	(29)	(1)	(2)	(11)	(43)	(29)	(1)	(2)	(4)	(36)
Altri movimenti	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Passività attuariale al 31 dicembre	242	11	35	14	302	273	11	37	15	336

Milioni di euro	2014	2013
Perdite/(Utili) rilevate a Conto economico		
Costo previdenziale	10	5
Interessi passivi	9	10
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	(6)
Totale	19	9

Milioni di euro	2014	2013
Perdite/(Utili) da rimisurazione rilevate nelle OCI		
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	(10)	6
Totale	(10)	6

Il costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti per benefici ai dipendenti relativo al 2014 è pari a 10 milioni di euro ed è rilevato tra i costi del personale (6 milioni di euro nel 2013), mentre gli interessi passivi derivanti dall'attualizzazione delle passività sono pari a 9 milioni di euro (10 milioni di euro nel 2013).
Le principali assunzioni, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono di seguito riportate.

	2014	2013
Tasso di attualizzazione	0,50%-2,15%	0,75%-3,0%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,6%-3,6%	2,0%-4,0%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,6%	3,0%

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per assistenza sanitaria definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della predetta passività.

Milioni di euro

	Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	Incremento 0,5% tasso di inflazione	Incremento 0,5% delle retribuzioni	Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	Incremento 1% costi assistenza sanitaria	Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati
Piani medici: ASEM	(2)	2	2	2	2	4	1

25. Fondi rischi e oneri - *Euro 16 milioni*

I "Fondi rischi e oneri" sono destinati a coprire le potenziali passività ritenute possibili che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti.

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata.

Milioni di euro		Rilevazione a Conto economico			Totale	
		Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi		
	al 31.12.2013				al 31.12.2014	
						di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- contenzioso legale	19	-	(6)	(1)	12	*12*
- altri	3	-	-	-	3	-
Totale fondo contenzioso, rischi e oneri diversi	**22**	**-**	**(6)**	**(1)**	**15**	*12*
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1	-	-	-	1	*1*
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	**23**	**-**	**(6)**	**(1)**	**16**	*13*

La riduzione netta del fondo relativo al contenzioso legale, pari a 7 milioni di euro, riflette essenzialmente le revisioni di stima su alcuni contenziosi in essere (6 milioni di euro).

840

26. Altre passività non correnti - *Euro 287 milioni*

Le "Altre passività non correnti", pari a 287 milioni di euro (283 milioni di euro al 31 dicembre 2013), sono riferite essenzialmente al debito verso le società del Gruppo, rilevato in seguito alla presentazione da parte di Enel SpA, in qualità di società consolidante, delle istanze di rimborso per le annualità 2004-2011, per le maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES. La contropartita di tale debito verso le società controllate ha trovato rilevazione tra i crediti tributari non correnti (Nota 16). La variazione dell'esercizio, pari a 4 milioni di euro, è riferibile essenzialmente all'incremento del debito per effetto degli interessi di competenza maturati.

27. Debiti commerciali - *Euro 139 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Debiti commerciali:			
- verso terzi	85	130	(45)
- verso società del Gruppo	54	82	(28)
Totale	**139**	**212**	**(73)**

I "Debiti commerciali" sono costituiti da debiti verso terzi per 85 milioni di euro (130 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e da debiti verso società del Gruppo per 54 milioni di euro (82 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2014 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Imprese controllate			
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel Distribuzione SpA	-	18	(18)
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	4	(4)
Enel Servizio Elettrico SpA	-	2	(2)
Enel Trade SpA	1	1	-
Enel Italia Srl	25	32	(7)
Enel.Factor SpA	12	4	8
Endesa SA	4	13	(9)
Enel Russia OJSC	4	3	1
Sviluppo Nucleare Italia Srl	3	1	2
Altre	4	3	1
Totale	54	**82**	**(28)**

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica di destinazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Fornitori			
Italia	123	183	(60)
Europa - UE	9	18	(9)
Europa - extra UE	5	8	(3)
Altri	2	3	(1)
Totale	**139**	**212**	**(73)**

28. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 694 milioni*

Le "Altre passività finanziarie correnti" sono riferite principalmente a interessi passivi maturati sull'indebitamento in essere a fine esercizio.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Passività finanziarie differite	31.2.1	649	527	122
Altre partite	31.2.1	45	60	(15)
Totale		**694**	**587**	**107**

Le "Passività finanziarie differite" si riferiscono principalmente a interessi passivi di competenza dell'esercizio maturati sui debiti finanziari, mentre le "Altre partite" accolgono fondamentalmente gli interessi passivi maturati sui conti correnti intrattenuti con le società del Gruppo.

29. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 12.611 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione dell'indebitamento finanziario netto a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Finanziamenti a lungo termine	23	17.288	17.764	(476)
Finanziamenti a breve termine	23	4.746	1.653	3.093
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	23	2.363	1.061	1.302
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	121	122	(1)
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	4.693	4.930	(237)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	20	6.972	3.123	3.849
Totale		**12.611**	**12.303**	**308**

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2014 in linea con la disposizione CONSOB del 28 luglio 2006, riconciliata con l'indebitamento finanziario netto come riportato nella Relazione sulla gestione.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	*di cui con parti correlate*	al 31.12.2013	*di cui con parti correlate*	2014-2013
Depositi bancari e postali	6.972		3.123		3.849
Liquidità	**6.972**		**3.123**		**3.849**
Crediti finanziari correnti	**4.693**	***4.018***	**4.930**	***3.912***	**(237)**
Debiti bancari correnti	(3)		(4)		1
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(2.363)		(1.061)		(1.302)
Altri debiti finanziari correnti	(4.743)	*(4.320)*	(1.649)	*(1.531)*	(3.094)
Debiti finanziari correnti	**(7.109)**		**(2.714)**		**(4.395)**
Posizione finanziaria corrente netta	**4.556**		**5.339**		**(783)**
Obbligazioni emesse	(17.288)		(17.764)		476
Debiti finanziari non correnti	**(17.288)**		**(17.764)**		**476**
Posizione finanziaria non corrente	**(17.288)**		**(17.764)**		**476**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	**(12.732)**		**(12.425)**		**(307)**
Crediti finanziari non correnti	**121**	***117***	**122**	***117***	**(1)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(12.611)**		**(12.303)**		**(308)**

30. Altre passività correnti - *Euro 975 milioni*

Le "Altre passività correnti" si riferiscono principalmente ai debiti verso l'Erario e verso le società del Gruppo per le imposte riferite alle società aderenti al consolidato fiscale IRES e all'IVA di Gruppo.

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Debiti tributari	540	31	509
Debiti diversi verso società del Gruppo	396	643	(247)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	20	18	2
Debiti verso istituti di previdenza	8	8	-
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1	1	-
Altri	10	8	2
Totale	**975**	**709**	**266**

I "Debiti tributari", pari a 540 milioni di euro, sono relativi essenzialmente ai debiti verso l'Erario per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (533 milioni di euro). La variazione in aumento rispetto al precedente esercizio, pari a 509 milioni di euro, risulta essenzialmente determinata dalla posizione, nel 2014, debitoria verso l'Erario per IRES da consolidato fiscale (a credito nel 2013), parzialmente compensata dalla posizione, nel 2013, debitoria verso l'Erario per IVA di Gruppo (24 milioni di euro) e a credito nell'esercizio 2014.

La voce "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 396 milioni di euro, è composta essenzialmente per 316 milioni di euro dai debiti generati dal consolidato fiscale IRES e per 77 milioni di euro dai debiti generati dal consolidamento dell'IVA di Gruppo. La diminuzione di 247 milioni di euro riflette l'andamento delle posizioni debitorie generate dai citati consolidamenti fiscali.

863

31. Strumenti finanziari

31.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non corrente		Corrente	
	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Finanziamenti e crediti	31.1.1	146	165	12.144	8.619
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	31.1.2	1.283	1.041	280	177
Totale		**1.283**	**1.041**	**280**	**177**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	31.1.2	656	304	-	-
Derivati di fair value hedge	31.1.2	40	10	-	-
Totale		**696**	**314**	-	-
TOTALE		**2.125**	**1.520**	**12.424**	**8.796**

31.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non corrente			Corrente	
	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	20	6.972	3.123
Crediti commerciali		-	-	17	132	216
Crediti finanziari verso società del Gruppo						
Crediti per accollo quote di competenza dell'indebitamento finanziario	15.1	117	117		-	21
Crediti su conto corrente intersocietario		-	-	19.1	4.018	3.391
Finanziamento a breve termine concesso a Enel Finance International NV		-	-	19.1	-	500
Altri crediti finanziari		-	-		205	257
Totale crediti finanziari verso società del Gruppo		**117**	**117**		**4.223**	**4.169**
Crediti finanziari verso terzi						
Cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC		-	-	19.1	672	1.018
Altri crediti finanziari		29	48		145	93
Totale crediti finanziari verso terzi		**29**	**48**		**817**	**1.111**
TOTALE		**146**	**165**		**12.144**	**8.619**

La variazione principale rispetto all'esercizio 2013 riguarda le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti", che si sono incrementate di 3.849 milioni di euro, per gli effetti sulla tesoreria accentrata delle operazioni straordinarie connesse all'ottimizzazione dell'assetto societario del Gruppo.

31.1.2 Derivati attivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	2014-2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	2014-2013
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	-	-	-	-	-	400	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	3.649	1.319	656	304	352	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge	**3.649**	**1.319**	**656**	**304**	**352**	**400**	-	-	-	-
Fair value hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	800	800	40	10	30	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge	**800**	**800**	**40**	**10**	**30**	-	-	-	-	-
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	3.112	3.413	376	225	151	45	-	2	-	2
- sul rischio di tasso di cambio	9.582	7.865	907	816	91	4.476	4.603	278	177	101
Totale derivati al FVTPL	**12.694**	**11.278**	**1.283**	**1.041**	**242**	**4.521**	**4.603**	**280**	**177**	**103**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**17.143**	**13.397**	**1.979**	**1.355**	**624**	**4.921**	**4.603**	**280**	**177**	**103**

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

31.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

865

Milioni di euro		Non corrente		Corrente	
	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.2.1	17.288	17.764	7.942	3.513
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	31.2.2	1.295	1.045	358	226
Totale		**1.295**	**1.045**	**358**	**226**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	31.2.3	1.189	1.053	1	11
Totale		**1.189**	**1.053**	**1**	**11**
TOTALE		**19.772**	**19.862**	**8.301**	**3.750**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota 34 "Fair value measurement".

31.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente			Corrente		
	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013	Note	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Finanziamenti a lungo termine	23	17.288	17.764		2.363	1.061
Finanziamenti a breve termine		-	-	23	4.746	1.653
Debiti commerciali		-	-	27	139	212
Altre passività finanziarie correnti		-	-	28	694	587
Totale		**17.288**	**17.764**		**7.942**	**3.513**

846

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 19.651 milioni*

Il debito a lungo termine, relativo esclusivamente a prestiti obbligazionari, in euro e altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi (pari a 2.363 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2014 a 19.651 milioni di euro.

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2014, inclusa la quota in scadenza nei 12 mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse. 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 del Gruppo.

Milioni di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore contabile 2014-2013
	al 31.12.2014					al 31.12.2013					
Obbligazioni:											
- tasso fisso	15.414	15.284	1.000	14.284	18.166	13.519	13.364	-	13.364	14.974	1.920
- tasso variabile	4.380	4.367	1.363	3.004	4.311	5.483	5.461	1.061	4.400	5.320	(1.094)
Totale	**19.794**	**19.651**	**2.363**	**17.288**	**22.477**	**19.002**	**18.825**	**1.061**	**17.764**	**20.294**	**826**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**15.414**	**15.284**	**1.000**	**14.284**	**18.166**	**13.519**	**13.364**	**-**	**13.364**	**14.974**	**1.920**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**4.380**	**4.367**	**1.363**	**3.004**	**4.311**	**5.483**	**5.461**	**1.061**	**4.400**	**5.320**	**(1.094)**
TOTALE	**19.794**	**19.651**	**2.363**	**17.288**	**22.477**	**19.002**	**18.825**	**1.061**	**17.764**	**20.294**	**826**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 777 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute da Enel SpA.

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota 32 "Risk management", e sui livelli del fair value, si prega di far riferimento alla Nota 34 "Fair value measurement".

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse.

Finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2014		
Euro	**16.115**	**16.056**	**16.145**	**4,2%**	**4,5%**
Dollari USA	890	1.012	1.030	8,8%	9,2%
Sterline Inglesi	1.820	2.583	2.619	6,5%	6,7%
Totale valute non Euro	**2.710**	**3.595**	**3.649**		
TOTALE	**18.825**	**19.651**	**19.794**		

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

Milioni di euro	Valore nominale al 31.12.2013	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nominale al 31.12.2014
Obbligazioni	19.002	(1.061)	1.602	(42)	293	19.794
Totale	**19.002**	**(1.061)**	**1.602**	**(42)**	**293**	**19.794**

Rispetto al 31 dicembre 2013 il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un incremento di 792 milioni di euro quale saldo di 1.602 milioni di euro relativi a nuove emissioni, di 293 milioni di euro relativi a differenze negative di cambio, di 1.061 milioni di euro riferiti a rimborsi e di 42 milioni di euro riferiti al riacquisto di obbligazioni proprie.

La tabella seguente indica le caratteristiche dei principali finanziamenti emessi nell'esercizio 2014.

Nuove emissioni di finanziamenti

Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso (milioni di euro)	Valuta di emissione	Tasso di interesse (%)	Tipo di tasso di interesse	Scadenza
Obbligazioni:							
- Bond Ibrido 2014-2020	Enel SpA	15/1/2014	1.000	EUR	5,000%	Tasso fisso	15/1/2020
- Bond Ibrido 2014-2021	Enel SpA	15/9/2014	602	GBP	6,625%	Tasso fisso	15/9/2021
Totale			**1.602**				

La principale operazione di finanziamento avvenuta nel corso dell'esercizio 2014 per un controvalore complessivo di 1.602 milioni di euro, ha riguardato l'emissione di strumenti finanziari ibridi nelle seguenti due tranche:

- 1.000 milioni di euro a un tasso fisso del 5%, con scadenza 15 gennaio 2020;
- 500 milioni di sterline inglesi (per un controvalore in euro, alla data di emissione, pari a 602 milioni di euro) a un tasso fisso del 6,625%, con scadenza 15 settembre 2021.

I principali debiti finanziari a lungo termine contengono impegni ("covenant") tipici della prassi internazionale.
I principali covenant fanno riferimento alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global Medium Term Notes, alle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i "Bond Ibridi"), al Forward Start Facility Agreement sottoscritto in data 8 febbraio 2013 da Enel SpA ed Enel Finance International NV, con un pool di banche per un importo di 9,4 miliardi di euro, e ai contratti di finanziamento sottoscritti con Unicredit SpA nel luglio 2013 e nell'aprile 2014.
Nessuno di tali covenant risulta a oggi disatteso.

I principali impegni relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global Medium Term Notes possono essere riassunti come segue:

- clausole di "negative pledge", in base alla quale 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 di "pari passu", in base alla quale 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, 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 inde-

848

bitamento 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 impegni relativi alle emissioni obbligazionarie di Bond ibridi, possono essere riassunti come segue:

- fattispecie di "event of default", in base alle quali, al verificarsi di alcuni determinati eventi (quali, per esempio, mancato pagamento di quote capitale o di interessi dovuti, insolvenza, ovvero messa in liquidazione dell'emittente ecc.), si configurerebbe un'ipotesi di inadempimento che comporta, in alcuni casi, l'immediata esigibilità del prestito;
- clausole di subordinazione: ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie della Società ed è "pari passu" rispetto a tutti gli altri strumenti finanziari ibridi emessi, avendo una "seniority" superiore solo agli strumenti di "equity";
- divieto di fusione con un'altra società, di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

I principali covenant previsti nel Forward Start Facility Agreement e nei contratti di finanziamento tra Enel SpA e Unicredit SpA, similari nella loro struttura, possono essere riassunti come segue:

- clausola di "negative pledge", in base alla quale il borrower e le sue controllate rilevanti non possono creare o mantenere in essere (con eccezione delle garanzie permesse) ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni, per garantire determinati indebitamenti finanziari;
- clausola di "pari passu", in base alla quale 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) se Enel o alcuna 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 (b) o 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 alla clausola di "cross default", nel caso si verifichi un evento di inadempimento su un qualsiasi indebitamento finanziario (superiore a determinati importi) del borrower o delle 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;
- clausola sugli atti di disposizione del patrimonio, in base alla quale il borrower si impegna a non porre in essere alcun atto di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente consentiti;
- obblighi di informativa periodica.

Finanziamenti a breve termine - *Euro 4.746 milioni*

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2014, distinti per natura.

Milioni di euro	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Debiti verso banche (conto corrente ordinario)	3	4	(1)
Cash collateral per CSA su derivati OTC ricevuti	423	118	305
Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario)	3.820	1.531	2.289
Altri finanziamenti a breve termine da società del Gruppo	500	-	500
Totale	**4.746**	**1.653**	**3.093**

I finanziamenti a breve termine ammontano a 4.746 milioni di euro (1.653 milioni di euro nel 2013) e si incrementano di 3.093 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

- dell'incremento, per 305 milioni di euro, dei cash collateral ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi;
- dell'incremento, per 2.289 milioni di euro, della voce "Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo", da imputare al peggioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate;
- dell'incremento, per 500 milioni di euro, della voce "Altri finanziamenti a breve termine da società del Gruppo" conseguentemente al tiraggio dell'Intercompany Short Term Deposit Agreement , linea di credito a breve termine intrattenuta con Enel Finance International NV .

Si precisa che il fair value dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella indica l'effetto della copertura del rischio di cambio sulla struttura del debito a lungo termine lordo (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi).

Milioni di euro	al 31.12.2014					al 31.12.2013				
	Struttura iniziale del debito			Debito coperto	Struttura del debito dopo la copertura	Struttura iniziale del debito			Debito coperto	Struttura del debito dopo la copertura
	Valore contabile	Valore nominale	%			Valore contabile	Valore nominale	%		
Euro	16.056	16.145	82,0%	3.649	19.794	16.115	16.249	85,5%	2.753	19.002
Dollari USA	1.012	1.030	5,0%	(1.030)	-	890	906	4,8%	(906)	-
Sterline inglesi	2.583	2.619	13,0%	(2.619)	-	1.820	1.847	9,7%	(1.847)	-
Totale	**19.651**	**19.794**	**100,0%**	**-**	**19.794**	**18.825**	**19.002**	**100,0%**	**-**	**19.002**

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso di interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

Debiti lordi a lungo termine	al 31.12.2014		al 31.12.2013	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
%				
Tasso variabile	22,1%	19,2%	28,9%	20,2%
Tasso fisso	77,9%	80,8%	71,1%	79,8%
Totale	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

31.2.2 Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico distinte in passività finanziarie correnti (358 milioni di euro) e non correnti (1.295 milioni di euro) sono costituite esclusivamente da derivati passivi.

31.2.3 Derivati passivi

La tabella seguente indica il valore nozionale e il fair value dei derivati passivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	390	1.690	159	153	6	900	500	1	11	(10)
- sul rischio di tasso di cambio	1.470	2.811	1.030	900	130	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge	**1.860**	**4.501**	**1.189**	**1.053**	**136**	**900**	**500**	**1**	**11**	**(10)**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	3.150	3.464	384	233	151	146	600	75	50	25
- sul rischio di tasso di cambio	9.582	7.865	911	812	99	4.476	4.603	283	176	107
Totale derivati al FVTPL	**12.732**	**11.329**	**1.295**	**1.045**	**250**	**4.622**	**5.203**	**358**	**226**	**132**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**14.592**	**15.830**	**2.484**	**2.098**	**386**	**5.522**	**5.703**	**359**	**237**	**122**

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

31.2.4 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite netti per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) netti		di cui: impairment/ripristini di impairment
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014
Attività disponibili per la vendita	-	-	
Finanziamenti e crediti	7	34	(8)
Attività finanziarie al FVTPL			
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(1.319)	(791)	
Passività finanziarie al FVTPL			
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	

Per informazioni su utili e perdite netti su strumenti finanziari derivati, si prega di far riferimento alla Nota 7 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

32. Risk management

32.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta a una varietà di rischi finanziari quali il rischio di mercato (comprensivo del rischio di tasso di interesse e tasso di cambio), il rischio di credito e il rischio di liquidità.
La governance dei rischi finanziari adottata da Enel prevede:

- la presenza di specifici comitati interni, composti dal top management del Gruppo e presieduti dall'Amministratore Delegato della Società, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi;
- l'emanazione di specifiche policy e procedure, a livello di Gruppo e di singole Division/Country/Business Line, che definiscono i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione del business e le strutture responsabili del controllo dei rischi;
- la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Division/Country/Business Line per le diverse tipologie di rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.

32.2 Rischi di mercato

Per rischio di mercato si intende il rischio che i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario o il suo fair value possano fluttuare a causa di variazioni nei prezzi di mercato.
Enel SpA, nell'esercizio dell'attività di holding industriale, è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare è esposta al rischio di oscillazione dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Il rischio di tasso di interesse e il rischio di tasso di cambio nascono principalmente dalla presenza di strumenti finanziari.
Le principali passività finanziarie, diverse dai derivati, detenute dalla Società comprendono i prestiti obbligazionari, i finanziamenti bancari (incluse le linee di credito revolving e i finanziamenti dagli Organismi Comunitari), i debiti verso altri finanziatori, i depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti derivati (cash collateral) nonché i debiti commerciali. Lo scopo principale di tali strumenti finanziari è quello di finanziare l'attività della Società.
Le principali attività finanziarie, diverse dai derivati, detenute dalla Società comprendono i crediti finanziari, i depositi in denaro forniti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), le disponibilità liquide e i depositi a breve termine, nonché i crediti commerciali.
Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento alla Nota 31 "Strumenti finanziari".
La fonte dell'esposizione al rischio di tasso di interesse e di tasso di cambio non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

La natura dei rischi finanziari cui è esposta la Società 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.
Le policy di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari prevedono la stabilizzazione degli effetti delle variazioni del livello dei tassi di interesse e di cambio. Tale obiettivo viene raggiunto sia alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, sia modificando il profilo di rischio dell'esposizione tramite la stipula di contratti derivati sui mercati over the counter (OTC).

Enel SpA, inoltre, in qualità di Capogruppo, accentra parte delle attività di tesoreria e di accesso ai mercati finanziari per quanto concerne la conclusione di contratti derivati che non abbiano come sottostante commodity energetiche. Nell'ambito di tali attività, Enel SpA effettua nei confronti delle società del Gruppo attività di intermediazione con il mercato assumendo posizioni, anche rilevanti in termini di nozionale, che però non rappresentano per la stessa fonte di esposizione a rischi di mercato.

Nel corso del 2013 è entrato in vigore il regolamento EMIR (European Market Infrastructure Regulation) n. 648/2012 del Parlamento Europeo volto a disciplinare il mercato dei derivati OTC con la finalità di contenere entro limiti sostenibili il rischio sistemico e di controparte tipico del mercato, aumentare la trasparenza associata alle relative negoziazioni nonché ridurre la possibilità di abusi di mercato.

A tal fine, il quadro normativo EMIR introduce un modello operativo per la gestione dell'intero ciclo di vita dei derivati OTC che coinvolge le controparti sia finanziarie sia non finanziarie e che prevede, tra le principali novità, la standardizzazione dei contratti, gli obblighi di compensazione (clearing) mediante controparte centrale o bilaterale, nonché gli obblighi di reporting verso i Trade Repository.
Nel corso del 2013 il Gruppo Enel, in qualità di controparte non finanziaria, ha intrapreso una pluralità di iniziative volte ad assicurare la compliance al quadro normativo EMIR.
In particolare, nell'ambito più specifico della governance di risk management, la Società ha avviato l'attività di monitoraggio del portafoglio in derivati OTC con riferimento ai valori soglia definiti dal regolatore per l'attivazione degli obblighi di clearing. Nel corso del 2014 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

Nel prosieguo si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2014, indicando per ciascuna classe di strumenti il valore nozionale, controvalorizzato ai cambi di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea ove denominati in divise diverse dall'euro.

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 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.

La Società ha incluso, a partire dall'esercizio 2013, la misura del rischio di credito sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di includere l'effetto relativo al rischio controparte nella valutazione del fair value degli strumenti finanziari. In particolare, la Società misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure, i cui input sono osservabili sul mercato, basandosi sull'esposizione netta di controparte e, successivamente, allocando l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che la costituiscono.

Rischio tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

Per la Società il rischio di tasso di interesse si manifesta come variazione nei flussi connessi al pagamento degli interessi sulle passività finanziarie indicizzate a tasso variabile, come variazione delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value, tipicamente strumenti di debito a tasso fisso.
La gestione del rischio di tasso di interesse ha il duplice obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenere il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati.
Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica del portafoglio di passività finanziarie per tipologia contrattuale, durata nonché condizioni di tasso e modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di strumenti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap.

Si evidenzia di seguito il valore nozionale dei contratti in essere a fine esercizio.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	8.943	10.467
Totale	**8.943**	**10.467**

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

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.

Il valore nozionale degli interest rate swap in essere a fine

esercizio, pari a 8.943 milioni di euro (10.467 milioni di euro al 31 dicembre 2013), è relativo per 2.629 milioni di euro (3.640 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento e per 3.157 milioni di euro (3.413 milioni di euro al 31 dicembre 2013) a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermediate per un corrispondente valore di nozionale con le società stesse.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2014 il 22% (29% al 31 dicembre 2013) dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dallo IAS 39), l'indebitamento finanziario lordo a lungo termine, al 31 dicembre 2014, risulta essere coperto per il 79% rispetto all'esposizione (coperto per il 79% dell'esposizione al 31 dicembre 2013). 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'indebitamento finanziario lordo a lungo termine risulta essere coperto per il 79% rispetto all'esposizione (coperto per il 79% dell'esposizione al 31 dicembre 2013).

Analisi di sensitività del tasso di interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge, sia a Conto economico per i derivati in fair value hedge, per i derivati che non si qualificano in hedge accounting e per la quota parte di indebitamento lordo a lungo termine non coperto da strumenti finanziari derivati.
Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

Milioni di euro

		al 31.12.2014			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	9	(9)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	8	(8)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	17	(17)
Fair value hedge	25	(9)	9	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

Per Enel SpA la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari monetari denominati in una valuta diversa dall'euro, principalmente prestiti obbligazionari emessi in valuta estera.
L'esposizione al rischio di cambio non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.
Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento alla Nota 31 "Strumenti finanziari".

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di cambio la Società pone in essere, tipicamente sul mercato over the counter (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare currency forward e cross currency interest rate swap, la cui scadenza non eccede quella dell'esposizione sottostante.

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.

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 variabile o fisso. 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.
Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2014 e del 31 dicembre 2013, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati su cambi		
Forward:	11.218	7.762
- forward a copertura del rischio cambio connesso alle commodity	8.378	6.819
- forward a copertura dei flussi futuri	2.840	520
- altri contratti forward	-	423
Cross currency interest rate swap	22.017	21.304
Totale	**33.235**	**29.066**

In particolare si evidenziano:
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 8.378 milioni di euro (6.819 milioni di euro al 31 dicembre 2013), relativi per 4.189 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di commodity energetiche da parte delle società del Gruppo intermediate in modo speculare con il mercato;
- contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 2.840 milioni di euro (520 milioni di euro al 31 dicembre 2013), connessi alla copertura del rischio cambio relativo ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro, di cui 1.420 milioni di euro conclusi con il mercato;
- contratti di cross currency interest rate swap per un ammontare nozionale di 22.017 milioni di euro (21.304 milioni di euro al 31 dicembre 2013) finalizzati alla copertura del rischio cambio dell'indebitamento, proprio o di società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro.

Per maggiori dettagli sui derivati su cambi, si prega di far riferimento alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che il 18% (15% al 31 dicembre 2013) dell'indebitamento a medio e lungo termine lordo è espresso in valute diverse dall'euro. Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio e della quota di indebitamento in valuta estera che è espressa nella valuta di conto o nella valuta funzionale della Società, l'indebitamento risulta essere interamente coperto mediante operazioni di cross currency interest rate swap.

Analisi di sensitività del rischio di cambio

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge,

355

sia a Conto economico per i derivati in fair value hedge, i derivati che non si qualificano in hedge accounting e per la quota parte di indebitamento lordo di lungo termine non coperto da strumenti finanziari derivati.
Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

Milioni di euro

		al 31.12.2014			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	Apprezzamento Euro	Deprezzamento Euro	Apprezzamento Euro	Deprezzamento Euro
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(485)	592
Fair value hedge	10%	-	-	-	-

32.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto con i clienti, tale da generare una perdita. La Società è esposta a rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche e le società finanziarie, le transazioni in valuta estera e gli altri strumenti finanziari.
Variazioni inattese del merito creditizio di una controparte generano effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).
Le fonti dell'esposizione al rischio di credito non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.
La Società 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.
Il monitoraggio dell'esposizione creditizia viene effettuato periodicamente dalle unità deputate al controllo dei rischi nell'ambito delle policy e procedure definite dalla governance dei rischi finanziari di Gruppo.

Al 31 dicembre 2014 l'esposizione al rischio di credito, desumibile dal valore contabile delle attività finanziarie espresse al netto del relativo fondo svalutazione cui si aggiungono gli strumenti finanziari derivati con fair value positivo, al netto di eventuali cash collateral detenuti, ammonta a 14.101 milioni di euro (10.154 milioni di euro al 31 dicembre 2013). Di tale importo, 5.335 milioni di euro sono costituti da crediti nei confronti di società del Gruppo e 6.972 milioni di euro da disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Milioni di euro

	al 31.12.2014		al 31.12.2013		2014-2013
		di cui Gruppo		*di cui Gruppo*	
Crediti finanziari non correnti	117	*117*	117	*117*	-
Altre attività finanziarie non correnti	4	-	5	-	(1)
Crediti commerciali	132	*126*	216	*208*	(84)
Crediti finanziari correnti	4.018	*4.018*	3.911	*3.911*	107
Altre attività finanziarie correnti	1.022	*205*	1.368	*257*	(346)
Strumenti finanziari derivati	1.836	*869*	1.414	*1.076*	422
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.972	-	3.123	-	3.849
Totale	**14.101**	*5.335*	**10.154**	*5.569*	**3.947**

32.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

> garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;

> mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato e la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati/valute e controparti.

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione del Gruppo Endesa, ove tale funzione è espletata da Endesa SA e dalle sue controllate Endesa Internacional BV ed Endesa Capital SA), garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali.

Enel SpA sopperisce ai fabbisogni di liquidità primariamente con i flussi di cassa generati dalla ordinaria gestione e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Al 31 dicembre 2014 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 6.972 milioni di euro di "disponibilità liquide e mezzi equivalenti" (3.123 milioni di euro al 31 dicembre 2013), nonché linee di credito committed per 5.670 milioni di euro interamente disponibili e con scadenza oltre un anno (5.900 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Maturity analysis

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

Milioni di euro

	Scadenza entro				
	Meno di 3 mesi	Da 3 mesi a 1 anno	Da 1 a 2 anni	Da 2 a 5 anni	Maggiore di 5 anni
Obbligazioni:					
- tasso fisso	1.000	-	1.990	6.665	5.629
- tasso variabile	1.300	63	1.059	935	1.010
Totale	**2.300**	**63**	**3.049**	**7.600**	**6.639**

32.5 Compensazione di attività e passività finanziarie

La seguente tabella espone le attività e le passività finanziarie nette di bilancio. In particolare, si evidenzia che non esistono posizioni in derivati compensate in bilancio, in quanto non è intenzione della Società procedere alla regolazione netta delle posizioni attive e passive. Come previsto dalle attuali normative di mercato e a garanzia delle operazioni in derivati, Enel SpA ha sottoscritto con le principali istituzioni finanziarie con cui opera accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral, ripartiti come in tabella.

Milioni di euro — al 31.12.2014

	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
				Importi correlati non compensati in bilancio		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	Valore lordo delle attività/ (passività) finanziarie rilevate	Valore lordo delle attività/ (passività) finanziarie rilevate compensate in bilancio	Valore netto delle attività/ (passività) finanziarie esposte in bilancio	Strumenti finanziari	Quota valore netto delle attività/ (passività) finanziarie garantita da cash collateral	Valore netto delle attività/ (passività) finanziarie
ATTIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati attivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	418	-	418	-	(57)	362
- sul rischio di cambio	1.842	-	1.842	-	(973)	869
TOTALE ATTIVITÀ FINANZIARIE	**2.260**	**-**	**2.260**	**-**	**(1.029)**	**1.231**
PASSIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati passivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	(620)	-	(620)	-	476	(144)
- sul rischio di cambio	(2.223)	-	(2.223)	-	802	(1.421)
TOTALE PASSIVITÀ FINANZIARIE	**(2.843)**	**-**	**(2.843)**	**-**	**1.278**	**(1.565)**
TOTALE ATTIVITÀ/(PASSIVITÀ) FINANZIARIE NETTE	**(583)**	**-**	**(583)**	**-**	**249**	**(334)**

33. Derivati e hedge accounting

33.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity, rischio di credito ed equity quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

Alla data di designazione della copertura, la Società deve documentare la strategia e gli obiettivi di risk management prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettici al fine di verificare che gli strumenti di copertura ri-

sultino altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.
In relazione alla natura dei rischi a cui è esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- derivati di cash flow hedge relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrice della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di commodity petrolifere;
- derivati di fair value hedge, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del fair value di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- derivati di net investment in a foreign operation (NIFO), aventi per oggetto la copertura della volatilità dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la Società è esposta si rimanda alla Nota 32 "Risk management".

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire la Società dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero altrimenti impattare il Conto economico.
La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico.
Gli ammontari rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, si rilevi a Conto economico.
Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.
Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del Conto economico.

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dalla Società con l'intento di proteggersi dal rischio di variazioni avverse del fair value di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.
Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value del sottostante che sono attribuibili al rischio coperto.
Se la relazione di copertura si dimostra "inefficace" o se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di cogliere le opportunità legate all'andamento generalizzato delle curve dei tassi di interesse.

Hedge of a net investment in a foreign operation (NIFO)

La copertura di un investimento netto in un'entità estera, con valuta funzionale diversa dall'euro, rappresenta una copertura degli effetti contabili derivanti dalla variazione dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere. Lo strumento di copertura è una passività denominata nella medesima valuta estera dell'investimento. Le differenze di cambio della posta coperta e della copertura vengono rilevate ogni esercizio a patrimonio netto fino al momento della cessione della partecipazione, momento in cui tali differenze di cambio passano a Conto economico.

Attualmente nella Società non sono presenti operazioni di copertura di un investimento netto in una gestione estera.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value

dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura.
Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati								
Cash flow hedge:								
- sul rischio di tasso di interesse	400	-	-	-	1.290	2.190	160	164
- sul rischio di tasso di cambio	3.649	1.319	656	304	1.470	2.811	1.030	900
Totale cash flow hedge	**4.049**	**1.319**	**656**	**304**	**2.760**	**5.001**	**1.190**	**1.064**
Fair value hedge:								
- sul rischio di tasso di interesse	800	800	40	10	-	-	-	-
Totale fair value hedge	**800**	**800**	**40**	**10**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTALE	**4.849**	**2.119**	**696**	**314**	**2.760**	**5.001**	**1.190**	**1.064**

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si veda la Nota 34 "Fair value measurement".

Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

33.1.1 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2014**		**al 31.12.2013**	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(160)	1.690	(164)	2.190
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	40	800	10	800
Totale		**(120)**	**2.490**	**(154)**	**2.990**

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio e designati come strumenti di copertura presentano una relazione di copertura di cash flow hedge e di fair value hedge con l'elemento coperto. In particolare, i derivati di fair value hedge sono relativi all'emissione, avvenuta nel corso del 2013, di un prestito obbligazionario "ibrido" in euro non convertibile, coperto per un importo pari a 800 milioni di euro, mentre i derivati di cash flow hedge sono relativi alla copertura di alcuni prestiti obbligazionari a tasso variabile emessi a partire dal 2001.
La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Derivati di cash flow hedge:	400	-	-	-	1.290	2.190	(160)	(164)
- interest rate swap	400	-	-	-	1.290	2.190	(160)	(164)
Derivati fair value hedge:	800	800	40	10	-	-	-	-
- interest rate swap	800	800	40	10	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di interesse	1.200	800	40	10	1.290	2.190	(160)	(164)

Al 31 dicembre 2014 gli interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 2.490 milioni di euro (2.990 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un fair value complessivamente negativo pari a 120 milioni di euro (negativo per 154 milioni di euro al 31 dicembre 2013).
La riduzione del valore nozionale, pari a 500 milioni di euro, è imputabile alla scadenza e alla conseguente chiusura, nel corso del 2014, di derivati di cash flow hedge per il medesimo importo.

Il miglioramento del fair value dei derivati è dovuto principalmente alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse							
	al 31.12.2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**
Fair value positivo	-	(9)	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(160)	(33)	(14)	(13)	(13)	(13)	(115)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro		
	2014	2013
Saldo di apertura al 1° gennaio	**(86)**	**(186)**
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	(7)	100
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**(93)**	**(86)**

Derivati di fair value hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di fair value hedge.

Milioni di euro	Fair value attività	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Derivati di cash flow hedge							
	al 31.12.2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**
Fair value positivo	40	10	11	10	9	30	-
Fair value negativo	-	-	-	-	-	-	-

33.1.2 Rischio di tasso di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2014**		al 31.12.2013	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(374)	5.119	(596)	4.130
Totale		**(374)**	**5.119**	**(596)**	**4.130**

I cross currency interest rate swap in essere a fine esercizio e designati come strumenti di copertura presentano una relazione di copertura di cash flow hedge con l'elemento coperto. In particolare, tali derivati sono relativi alla copertura di prestiti obbligazionari in valuta estera a tasso fisso.
Nel corso del 2014 sono state stipulate operazioni di cross currency interest rate swap a fronte di un finanziamento a tasso fisso di 500 milioni di sterline per un controvalore in euro al cambio di fine periodo di 642 milioni di euro.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013
Derivati di cash flow hedge:	**3.649**	**1.319**	**656**	**304**	**1.470**	**2.811**	**(1.030)**	**(900)**
- cross currency interest rate swap	3.649	1.319	656	304	1.470	2.811	(1.030)	(900)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	**3.649**	**1.319**	**656**	**304**	**1.470**	**2.811**	**(1.030)**	**(900)**

Al 31 dicembre 2014 i cross currency interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 5.119 milioni di euro (4.130 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un fair value complessivamente negativo pari a 374 milioni di euro (negativo per 596 milioni di euro al 31 dicembre 2013).
Il valore nozionale e il relativo fair value dei derivati sono variati essenzialmente sia per l'effetto delle nuove operazioni in derivati sia per l'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value attività	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Derivati di cash flow hedge							
	al 31.12.2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**
Fair value positivo	656	106	101	94	90	96	639
Fair value negativo	(1.030)	(75)	(70)	(64)	(59)	(152)	(560)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto degli strumenti di copertura di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	2014	2013
Saldo di apertura al 1° gennaio	(242)	(254)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	(68)	12
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(310)	(242)

33.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2013 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2014	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013	**al 31.12.2014**	al 31.12.2013
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di interesse:	**3.157**	**3.413**	**378**	**225**	**3.296**	**4.064**	**(460)**	**(284)**
- Interest rate swap	3.157	3.413	378	225	3.296	4.064	(460)	(284)
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di cambio:	**14.058**	**12.468**	**1.186**	**993**	**14.058**	**12.468**	**(1.194)**	**(988)**
- forward	5.609	3.881	364	129	5.609	3.881	(369)	(128)
- cross currency interest rate swap	8.449	8.587	822	864	8.449	8.587	(825)	(860)
TOTALE DERIVATI FVTPL	**17.215**	**15.881**	**1.564**	**1.218**	**17.354**	**16.532**	**(1.654)**	**(1.272)**

Al 31 dicembre 2014 i derivati al fair value through profit or loss su tassi e cambi presentano un valore nozionale complessivamente pari a 34.569 milioni di euro (32.413 milioni di euro al 31 dicembre 2013) e un fair value complessivamente negativo pari a 90 milioni di euro (negativo per 54 milioni di euro al 31 dicembre 2013).

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio sono relativi principalmente a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermediate per un corrispondente valore nozionale con le società stesse pari a 3.157 milioni di euro.

La variazione complessiva, rispetto al precedente esercizio, del valore nozionale e del fair value degli interest rate swap (rispettivamente negativa per 1.024 milioni di euro e negativa per 23 milioni di euro) è imputabile essenzialmente alla scadenza e alla conseguente chiusura di alcuni derivati nel corso del 2014 e alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno.

I contratti forward, per un ammontare nozionale di 5.609 milioni di euro, si riferiscono principalmente a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio connesso al prezzo delle commodity energetiche nell'ambito del relativo processo di approvvigionamento da parte delle società del Gruppo e intermediate in modo speculare con il mercato.

Le variazioni del nozionale e del fair value, rispetto al precedente esercizio, sono connesse alla normale operatività.

I cross currency interest rate swap, per un ammontare nozionale di 8.449 milioni di euro, si riferiscono alle operazioni di copertura del rischio cambio dell'indebitamento delle società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro, e intermediate in modo speculare con il mercato.

La variazione del nozionale e del fair value dei cross currency interest rate swap è dovuta essenzialmente alla scadenza naturale di alcuni derivati nel corso del 2014 e all'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise.

863

34. Fair value measurement

La Società determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale misurazione è richiesta dai princípi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il valore stimato di scambio che si percepirebbe per la vendita di un attività finanziaria o si riceverebbe per l'acquisto di una passività finanziaria. La sua stima migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite le disclosure con l'obiettivo di valutare quanto segue:

- per le attività e le passività valutate al fair value nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni; e
- per le valutazioni ricorrenti al fair value effettuate utilizzando input significativi non osservabili (Livello 3), l'effetto delle valutazioni sull'utile (perdita) di esercizio o sulle altre componenti di Conto economico complessivo del periodo.

A tale scopo:

- le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

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 e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi a commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi princípi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

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 i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

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.

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.

864

34.1 Attività valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la valutazione al fair value.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	Fair value al 31.12.2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di cambio	31.1.2	656	-	656	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**656**	**-**	**656**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	31.1.2	40	-	40	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge		**40**	**-**	**40**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	31.1.2	376	-	376	-	2	-	2	-
- sul rischio di tasso di cambio	31.1.2	907	-	907	-	278	-	278	-
Totale fair value through profit or loss		**1.283**	**-**	**1.283**	**-**	**280**	**-**	**280**	**-**
TOTALE		**1.979**	**-**	**1.979**	**-**	**280**	**-**	**280**	**-**

34.2 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la valutazione al fair value.

Milioni di euro		Passività non correnti				Passività correnti			
	Note	Fair value al 31.12.2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	31.2.3	159	-	159	-	1	-	1	-
- sul rischio di tasso di cambio	31.2.3	1.030	-	1.030	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**1.189**	**-**	**1.189**	**-**	**1**	**-**	**1**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	31.2.3	384	-	384	-	75	-	75	-
- sul rischio di tasso di cambio	31.2.3	911	-	911	-	283	-	283	-
Totale fair value through profit or loss		**1.295**	**-**	**1.295**	**-**	**358**	**-**	**358**	**-**
TOTALE		**2.484**	**-**	**2.484**	**-**	**359**	**-**	**359**	**-**

34.3 Passività non valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro		PASSIVITÀ			
	Note	Fair value al 31.12.2014	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- tasso fisso	31.2.1	18.166	18.166	-	-
- tasso variabile	31.2.1	4.311	3.048	1.263	-
Totale obbligazioni		**22.477**	**21.214**	**1.263**	**-**
TOTALE		**22.477**	**21.214**	**1.263**	**-**

35. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di corporate governance di cui si è dotato il Gruppo Enel, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Nel corso del mese di 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 http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2014 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

Di seguito si evidenziano i rapporti di natura commerciale, finanziaria e diversi tenuti dalla Società con le proprie parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

Esercizio 2014

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2014	al 31.12.2014	2014		2014	
Imprese controllate						
Endesa Distribución Eléctrica SL	16	-	-	-	-	16
Endesa Generación SA	(2)	-	-	-	-	3
Endesa Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	(3)
Endesa SA	-	4	-	5	-	1
Enel Distributie Banat SA	-	-	-	-	-	1
Enel Distributie Dobrogea SA	-	-	-	-	-	1
Enel Distributie Muntenia SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distribuzione SpA	146	289	-	-	-	73
Enel Energia SpA	109	4	-	-	-	59
Enel Iberoamérica SL	1	-	-	-	-	1
Enel France Sas	2	1	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	41	10	-	-	-	21
Enel Green Power España SL	-	-	-	-	-	(2)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	8	3	-	(1)	-	2
Enel Longanesi Developments Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia OJSC	16	4	-	1	-	4
Enel Produzione SpA	88	169	-	-	-	33
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	22	47	-	49	-	1
Enel Servizio Elettrico SpA	6	74	-	-	-	8
Enel Sole Srl	3	-	-	-	-	4
Enel Trade SpA	18	105	-	-	-	3
Enel.Factor SpA	-	13	-	-	-	-
Enel Insurance NV	1	-	-	-	-	1
Enel.si Srl	7	2	-	-	-	1
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	6	-	-	-	-	6
Gas y Electricidad Generación SAU	-	-	-	-	-	1
Nuove Energie Srl	-	1	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	6
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	3	-	3	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	-	-	-	-	2
Totale	511	737	-	58	-	245
Altri parti correlate						
GSE	1	1	-	-	-	-
Totale	1	1	-	-	-	-
TOTALE GENERALE	512	738	-	58	-	245

Esercizio 2013

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2013	al 31.12.2013	2013		2013	
Imprese controllate						
Endesa Distribución Eléctrica SL	15	-	-	-	-	15
Endesa Generación SA	5	-	-	-	-	4
Endesa Latinoamérica SA	10	1	-	1	-	9
Endesa SA	1	13	-	6	-	1
Enel Distributie Banat SA	2	-	-	-	-	1
Enel Distributie Dobrogea SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distributie Muntenia SA	3	-	-	-	-	2
Enel Distribuzione SpA	209	442	-	4	-	81
Enel Energia SpA	59	4	-	-	-	52
Enel Iberoamérica SL	-	1	-	-	-	-
Enel France Sas	2	-	-	-	-	1
Enel Green Power International BV	1	-	-	-	-	-
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	43	3	-	-	-	21
Enel Green Power Latin America BV	4	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	1	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	12	8	-	1	-	3
Enel Investment Holding BV	3	-	-	-	-	1
Enel Longanesi Developments Srl	-	1	-	-	-	-
Enel M@P Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia OJSC	14	3	-	1	-	5
Enel Produzione SpA	71	175	-	1	-	25
Enel Romania Srl	10	1	-	1	-	1
Enel Servicii Comune SA	3	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	29	55	-	59	-	11
Enel Servizio Elettrico SpA	18	160	-	-	-	11
Enel Sole Srl	2	5	-	-	-	3
Enel Trade SpA	42	120	-	-	-	6
Enel Unión Fenosa Renovables SA	2	-	-	-	-	-
Enel.Factor SpA	-	4	-	-	-	-
Enel Insurance NV	-	-	-	-	-	1
Enel.si Srl	19	4	-	-	-	1
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	-	-	-	-	-	5
Gas y Electricidad Generación SAU	-	-	-	-	-	1
Nuove Energie Srl	3	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	11	-	-	-	-	7
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	1	-	4	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	8	-	-	-	-	2
Totale	**603**	**1.007**	**-**	**79**	**-**	**272**
Altri parti correlate						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Totale	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTALE GENERALE	**604**	**1.007**	**-**	**79**	**-**	**273**

Rapporti finanziari

Esercizio 2014

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2014			2014		
Imprese controllate						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	218	1.258	4.005	1	189	1.373
Enel Energia SpA	11	-	1.009	-	8	16
Enel Iberoamérica SL	2	2	-	-	2	-
Enel Finance International NV	1.714	3.105	25.522	750	173	-
Enel France Sas	-	-	26	-	-	-
Enel Green Power International BV	98	-	-	1	32	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	23	-	-	-	1	-
Enel Green Power North America Inc.	14	-	45	2	1	-
Enel Green Power Romania Srl	5	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	67	9	1.543	3	71	109
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	98	-	67	-	5	-
Enel Investment Holding BV	1	88	365	-	3	-
Enel Longanesi Developments Srl	27	-	1	-	-	-
Enel M@P Srl	1	-	5	-	-	-
Enel Produzione SpA	137	112	2.691	129	35	223
Enel Italia Srl	102	200	91	-	6	7
Enel Servizio Elettrico SpA	1.242	-	1.660	-	8	85
Enel Sole Srl	41	-	111	-	3	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	6	-	-	-
Enel Trade SpA	1.231	239	1.424	286	115	-
Enel.Factor SpA	160	-	-	-	2	3
Enel.Newhydro Srl	-	16	6	-	-	-
Enel.si Srl	5	-	36	-	-	-
Enelpower SpA	-	34	1	-	-	1
Marcinelle Energie SA	-	-	9	-	-	-
Nuove Energie Srl	5	-	86	-	-	-
PH Chucas SA	7	-	-	-	-	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	11	4	-	-	-
Totale	**5.209**	**5.076**	**38.713**	**1.172**	**654**	**1.817**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	-	-	-	-	-	1
TOTALE GENERALE	**5.209**	**5.076**	**38.713**	**1.172**	**654**	**1.818**

Esercizio 2013

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2013			2013		
Imprese controllate						
Concert Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Distribuzione SpA	133	1.012	4.748	33	56	1.625
Enel Energia SpA	160	-	1.015	-	18	44
Enel Iberoamérica SL	138	-	-	-	12	-
Enel Finance International NV	1.326	324	26.869	138	747	-
Enel France Sas	-	-	38	-	-	-
Enel Green Power International BV	3	1	-	3	2	-
Enel Green Power México S de RL de Cv	-	-	-	-	1	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	40	2	2	-
Enel Green Power SpA	306	6	1.475	12	18	89
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	109	-	81	-	1	-
Enel Investment Holding BV	1	5	300	-	2	-
Enel Longanesi Developments Srl	23	-	-	-	-	-
Enel M@P Srl	2	-	6	-	-	-
Enel Produzione SpA	214	79	2.806	31	106	222
Enel Italia Srl	102	167	86	-	5	40
Enel Servizio Elettrico SpA	1.064	-	1.399	-	8	-
Enel Sole Srl	124	-	119	-	2	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	19	-	-	-
Enel Trade SpA	1.367	39	1.522	91	180	-
Enel.Factor SpA	248	-	-	-	3	4
Enel.Newhydro Srl	-	13	6	-	-	-
Enel.si Srl	6	-	32	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	3
Marcinelle Energie SA	-	-	11	-	-	-
Nuove Energie Srl	1	4	86	-	1	-
Pragma Energy SA	-	5	-	-	-	-
SE Hydropower Srl	35	-	-	-	1	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	10	2	-	-	-
Totale	**5.362**	**1.703**	**40.661**	**310**	**1.165**	**2.027**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Elcogas SA	-	-	5	-	-	-
Totale	-	-	5	-	-	1
TOTALE GENERALE	**5.362**	**1.703**	**40.666**	**310**	**1.165**	**2.028**

Di seguito si evidenzia l'incidenza dei rapporti con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

Incidenza sulla situazione patrimoniale

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	al 31.12.2014			al 31.12.2013		
Attività						
Derivati - non correnti	1.979	819	41,4%	1.355	972	71,7%
Altre attività finanziarie non correnti	146	117	80,1%	165	117	70,9%
Altre attività non correnti	467	177	37,9%	483	199	41,2%
Crediti commerciali	132	127	96,2%	216	209	96,8%
Derivati - correnti	280	50	17,9%	177	104	58,8%
Altre attività finanziarie correnti	5.040	4.223	83,8%	5.280	4.169	79,0%
Altre attività correnti	244	208	85,2%	319	196	61,4%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	17.288	-	-	17.764	-	-
Derivati - non correnti	2.484	469	18,9%	2.098	70	3,3%
Altre passività non correnti	287	287	100,0%	283	281	99,3%
Finanziamenti a breve termine	4.746	4.319	91,0%	1.653	1.531	92,6%
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	2.363	-	-	1.061	-	-
Debiti commerciali	139	55	39,6%	212	83	39,2%
Derivati - correnti	359	234	65,2%	237	72	30,4%
Altre passività finanziarie correnti	694	54	7,8%	587	30	5,1%
Altre passività correnti	975	396	40,6%	709	643	90,7%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2014			2013		
Ricavi	246	245	99,6%	275	273	99,3%
Acquisti energia elettrica e materiali di consumo	2	-	-	6	-	-
Servizi e altri costi operativi	324	58	17,9%	334	79	23,7%
Proventi da partecipazioni	1.818	1.818	100,0%	2.028	2.028	100,0%
Proventi finanziari da contratti derivati	2.190	460	21,0%	1.492	938	62,9%
Altri proventi finanziari	222	194	87,4%	320	227	70,9%
Oneri finanziari da contratti derivati	1.954	1.169	59,8%	1.601	185	11,6%
Altri oneri finanziari	1.377	3	0,2%	1.001	125	12,5%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2014			2013		
Cash flow da attività operativa	926	667	72,0%	1.669	28	1,7%
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	(11)	(10)	90,9%	(113)	(113)	100,0%
Cash flow da attività di finanziamento	2.934	2.682	91,4%	(4.894)	(3.751)	76,6%

36. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2014	al 31.12.2013	2014-2013
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	405	439	(34)
- imprese controllate	38.713	40.661	(1.948)
- imprese collegate e altre	-	5	(5)
Totale	**39.118**	**41.105**	**(1.987)**

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano garanzie rilasciate dalla Capogruppo in occasione della cessione di determinate attività aziendali facenti capo a Enel SpA e a società da questa controllate e si riferiscono sostanzialmente alla garanzia prestata nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare (404 milioni di euro). Oggetto della garanzia è il corretto adempimento degli obblighi contrattuali in termini di pagamento dei canoni dovuti e l'impegno per il rinnovo per sei anni dei contratti di locazione long term per un ammontare non inferiore al 50%.

Le fideiussioni rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- per 23.135 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura di prestiti obbligazionari in dollari statunitensi, sterline inglesi, euro e yen, nell'ambito del programma Global Medium Term Notes da 35 miliardi di euro;
- per 3.374 milioni di euro alle garanzie rilasciate alla BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi a Enel Distribuzione, Enel Produzione ed Enel Green Power SpA;
- per 2.387 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura del programma di Euro Commercial Paper;
- per 1.957 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo", nell'interesse delle società Enel.Newhydro, Enel Produzione, Enelpower, Enel Servizio Elettrico, Nuove Energie, Enel Ingegneria e Ricerca, Enel M@p, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole, Enel Longanesi Developments, Enel Stoccaggi ed Energy Hydro Piave;
- per 1.407 milioni di euro a garanzie in favore di Cassa Depositi e Prestiti emesse nell'interesse di Enel Distribuzione, beneficiaria del mutuo Enel Efficienza Rete II;
- per 1.150 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Servizio Elettrico SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- per 720 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore dell'INPS nell'interesse di varie società del Gruppo, i cui dipendenti hanno aderito alla manovra strutturale di adeguamento dell'organico (art. 4 legge n. 92/2012);
- per 545 milioni di euro a controgaranzie rilasciate in favore delle banche che hanno garantito il Gestore dei Mercati Energetici, nell'interesse di Enel Trade e di Enel Produzione;
- per 458 milioni di euro a garanzie rilasciate a Terna nell'interesse di Enel Distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione ed Enel Energia, relative alle "Convenzioni per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica";
- per 365 milioni di euro a una garanzia rilasciata in favore delle controparti finanziarie del prestito obbligazionario emesso da Enel Investment Holding, nell'ambito del programma Global Medium Term Notes da 35 miliardi di euro;
- per 337 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "capacità di trasporto gas";
- per 50 milioni di euro a una garanzia rilasciata a E.ON nell'interesse di Enel Trade per "attività di trading sul mercato elettrico";
- per 50 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di RWE Supply & Trading Netherlands BV e nell'interesse di Enel Trade per "acquisti di energia elettrica";
- per 32 milioni di euro a una garanzia rilasciata in favore di Wingas GmbH & CO.KG e nell'interesse di Enel Trade per "forniture di gas";
- per 2.741 milioni di euro a garanzie rilasciate a beneficiari diversi nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla Holding nell'interesse delle società controllate, nonché per 5 milioni di euro a garanzie rilasciate nell'interesse di Enel.Newhydro nell'ambito della cessione del ramo d'azienda Ismes.

Si evidenzia inoltre che Enel SpA in qualità di controllante ha concesso a favore di alcune società del Gruppo lettere di patronage essenzialmente relative a operazioni di cessione di crediti.

37. Passività e attività potenziali

Con riferimento alle passività e attività potenziali si rinvia a quanto indicato nella nota 49 del Bilancio consolidato.

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

Con riferimento ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia a quanto indicato nella nota 50 del Bilancio consolidato.

39. Piani di incentivazione a base azionaria

Con riferimento ai piani di incentivazione a base azionaria si rinvia a quanto indicato nella nota 51 del Bilancio consolidato.

40. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2014 riconosciuti allaSocietà di revisione e alle entità appartenenti al suo network a fronte di prestazioni di servizi sono riepilogati nella tabella che segue, redatta secondo quanto indicato dall'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB".

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (milioni di euro)
Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	1,6
	- entità della rete Ernst & Young	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	0,5
	- entità della rete Ernst & Young	-
Totale		2,1
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	1,7
	- entità della rete Ernst & Young	6,3
Servizi di attestazione	di cui:	
	- Reconta Ernst & Young SpA	0,5
	- entità della rete Ernst & Young	5,3
Totale		13,8
TOTALE		15,9

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

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2014, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Alberto De Paoli, 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 dell'impresa e
   b. l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA, nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014.

2. Al riguardo si segnala che:
   a. l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio di esercizio di Enel SpA è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. Tale valutazione è stata effettuata prendendo a riferimento i criteri stabiliti nel modello "*Internal Controls - Integrated Framework*" emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO);
   b. dalla valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria non sono emersi aspetti di rilievo.

3. Si attesta inoltre che il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2014:
   a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2014 e che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2014, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

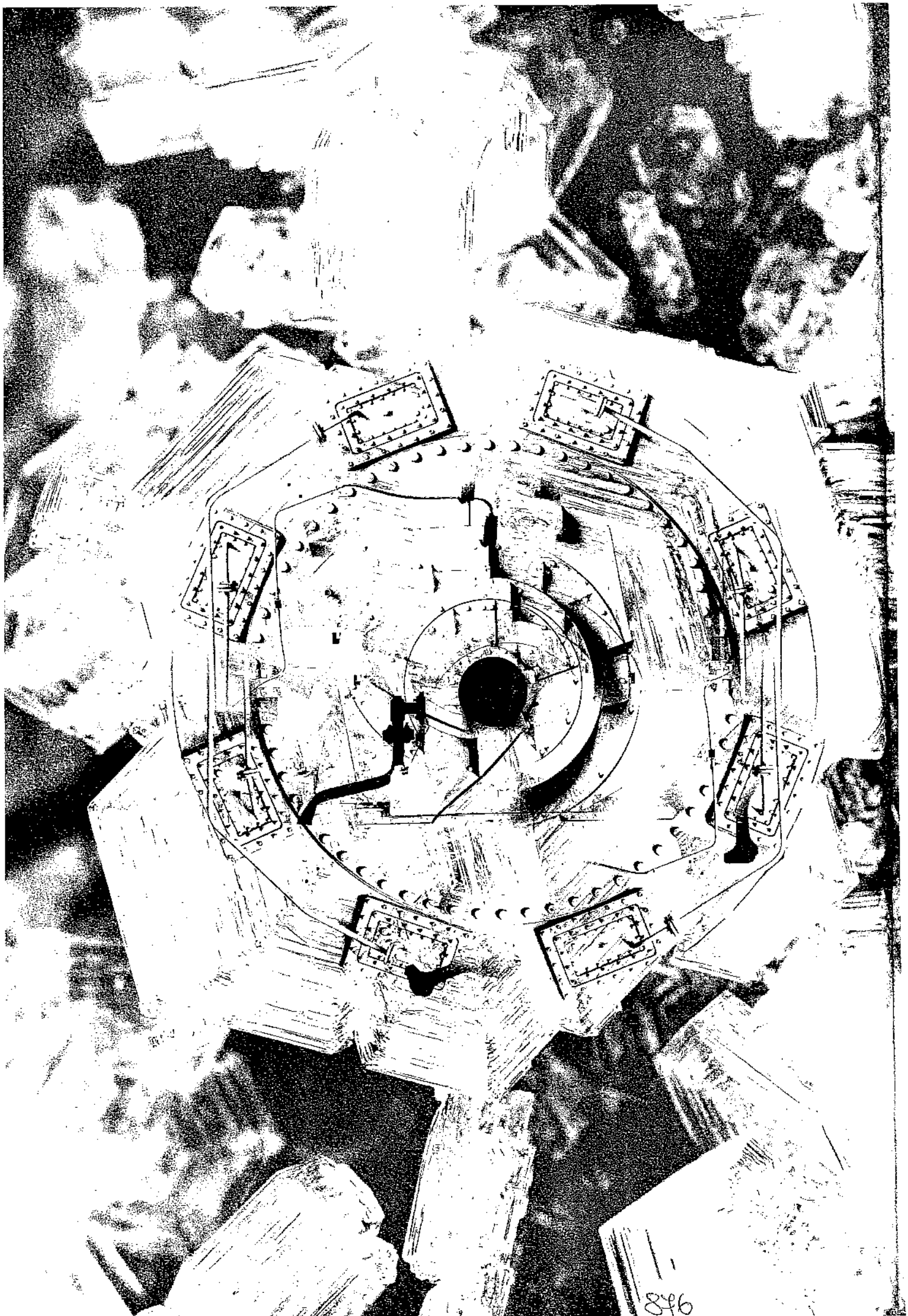
Roma, 18 marzo 2015

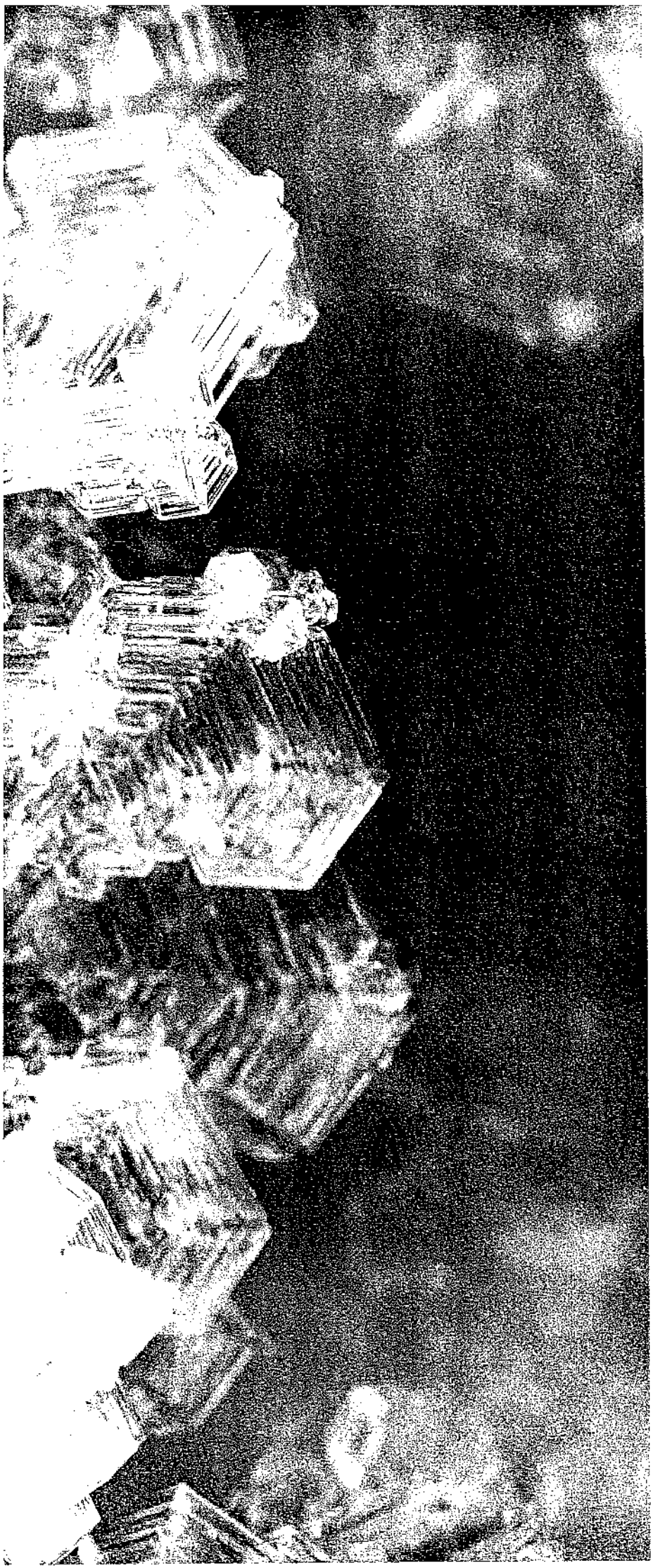
Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA

365

875





Relazioni

847

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA (ai sensi dell'art. 153 del decreto legislativo n. 58/1998)

Signori azionisti,
nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2014 abbiamo svolto nell'ambito di Enel SpA (nel prosieguo indicata anche come "Enel" o la "Società") l'attività di vigilanza prevista dalla legge. In particolare, ai sensi del combinato disposto dell'art. 149, comma 1 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Decreto 39/2010"), abbiamo vigilato:

- circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- sul processo di informativa finanziaria e sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- in merito all'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
- sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina delle società quotate (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Codice di Autodisciplina"), cui la Società aderisce;
- circa l'adeguatezza delle disposizioni impartite alle proprie controllate da parte della Società per consentirle di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al mercato previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato particolari criticità.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con comunicazione n. DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

- abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello Statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;
- abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo Statuto e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione al Bilancio della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2014 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2014");
- non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con altre parti correlate;
- nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle Note di commento al Bilancio dell'esercizio 2014 della Società, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni con parti correla-

te effettuate dalla Società, individuate sulla base dei princípi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB. A tale capitolo rinviamo per quanto attiene alla individuazione della tipologia delle operazioni in questione e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza, nonché di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita procedura – adottata nel rispetto di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. Tutte le operazioni con parti correlate riportate nelle Note di commento al Bilancio dell'esercizio 2014 della Società sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

- la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio dell'esercizio 2014 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princípi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2014, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio dell'esercizio 2014 della Società, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio consolidato. Nelle Note di commento al Bilancio della Società si fa parimenti rinvio al Bilancio consolidato per quanto riguarda i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati, fatta eccezione per le partecipazioni in società controllate e collegate, che sono valutate nel Bilancio della Società al costo di acquisto, rettificato per eventuali perdite di valore. Anche riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nelle Note di commento al Bilancio della Società si fa rinvio a quanto indicato nel Bilancio consolidato. Il Bilancio dell'esercizio 2014 della Società è stato sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio;
- la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2014 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princípi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2014, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2014 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value (come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci) e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita, che sono valutate al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. Nelle Note di commento al Bilancio consolidato sono riportati analiticamente i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nelle Note di commento al Bilancio consolidato sono riportati (i) i nuovi princípi applicati nel 2014, i quali, secondo quanto ivi riportato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento (a eccezione dei princípi "IFRS 11 - *Accordi a controllo congiunto*", "IAS 28 - *Partecipazioni in società collegate e joint venture*" e "IAS 32 - *Strumenti finanziari: esposizione in bilancio, compensazione di attività e passività finanziarie*", i cui effetti sono illustrati nelle stesse Note di commento anche in relazione ai dati comparativi riferiti all'esercizio precedente), e (ii) i princípi di futura applicazione. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2014 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA che, ai sensi dell'art. 14 del Decreto 39/2010, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio.

Per gli incarichi a essa conferiti, la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2014 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Inoltre, nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA, questi ultimi non hanno evidenziato criticità relative ai reporting packages delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionati dagli stessi in base al piano di lavoro predisposto per la revisione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi da riportare nel giudizio sul Bilancio medesimo;

- tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati ("ESMA") in data 21 gennaio 2013 e intese ad assicurare una maggiore trasparenza delle metodologie adottate da parte delle società quotate nell'ambito delle procedure di impairment test sull'avviamento, in linea con quanto raccomandato dal documento congiunto Banca d'Italia - CONSOB - ISVAP n. 4 del 3 marzo 2010 e alla luce delle indicazioni fornite nella comunicazione CONSOB n. 3907 del 19 gennaio 2015, la rispondenza della procedura di impairment test alle prescrizioni del principio contabile internazionale IAS 36 ha formato oggetto di espressa approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, previo parere favorevole rilasciato al riguardo dal Comitato Controllo e Rischi, nel mese di febbraio 2015, ossia in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2014;
- abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2014 e di distribuzione di riserve disponibili e non abbiamo osservazioni al riguardo;
- il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato Controllo e Rischi, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2014 la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, della disciplina dettata dalla CONSOB (nell'art. 36 del c.d. "Regolamento Mercati", approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007 e successive modifiche e integrazioni) in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni che le società controllate, costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, devono rispettare affinché le azioni di Enel possano rimanere quotate nei mercati regolamentati italiani;
- abbiamo vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società (e, più in generale, del Gruppo Enel nel suo insieme) tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti Funzioni aziendali e incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, al fine del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Al riguardo si segnala che nel corso della seconda metà dell'esercizio 2014 è stata implementata nell'ambito del Gruppo Enel una nuova struttura organizzativa, basata su una matrice Divisioni/Geografie, che si articola in: (i) Divisioni, cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo. Le Divisioni sono suddivise in: Infrastrutture e Reti Globale, Generazione Globale, Global Trading, Energie Rinnovabili e Upstream Gas; (ii) Regioni e Paesi, cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni. Regioni e Paesi sono suddivisi in: Italia, Iberia, America Latina, Europa dell'Est; (iii) Funzioni Globali di Servizio, cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo; (iv) Funzioni di Holding, cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo, così suddivise: Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Rapporti con l'Unione Europea, Innovazione e Sostenibilità. Riteniamo che il modello organizzativo sopra descritto sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel e risulti coerente con le esigenze di controllo;
- nel corso degli incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune

delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione;

> abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, avendo ricevuto dalla stessa Reconta Ernst & Young SpA specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 17, comma 9, lett. a) del Decreto 39/2010) e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. d) del Decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte della Reconta Ernst & Young SpA e delle entità appartenenti al relativo network, i cui corrispettivi sono indicati nelle Note di commento al Bilancio della Società. In seguito alle verifiche effettuate, il Collegio Sindacale ritiene che non esistano criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA. Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.
Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 19, comma 3 del Decreto 39/2010, si informa che la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA ha presentato al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2014, la relazione "sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale", dalla quale non emergono carenze significative concernenti il sistema di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria. La Società di revisione ha altresì informato che, nell'ambito dell'espletamento dell'incarico, in merito ad alcune tematiche ha fornito suggerimenti che, condivisi dalle competenti strutture della Società, hanno consentito di effettuare interventi migliorativi. La medesima Società di revisione ha inoltre riferito che è in corso di predisposizione la lettera di suggerimenti (c.d. "management letter") riferita all'esercizio 2014;

> abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni da parte di coloro che nel corso dell'esercizio 2014 hanno ricoperto *pro tempore* la posizione di responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (tenuto conto del ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rivestito dagli interessati), nonché attraverso l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel hanno attestato con apposita relazione, con riferimento al Bilancio dell'esercizio 2014 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002; (iii) la corrispondenza del Bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il Bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui quest'ultima è esposta. Nella citata relazione è stato altresì segnalato che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria (supportata anche dagli esiti del c.d. "monitoraggio indipendente", affidato alla Funzione Audit della Società) e che dalla valutazione di detto sistema non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2014;

> abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi,

principalmente mediante periodici incontri con coloro che nel corso dell'esercizio 2014 hanno ricoperto *pro tempore* la posizione di responsabile della Funzione Audit della Società, nonché tenendo alcune riunioni congiuntamente al Comitato Controllo e Rischi ovvero attraverso la partecipazione da parte del Presidente del Collegio Sindacale alle altre riunioni del Comitato Controllo e Rischi e la successiva condivisione della documentazione oggetto di esame nelle adunanze di tale ultimo organo. Alla luce delle verifiche effettuate e in assenza di significative criticità rilevate, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato ed efficace; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2015, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano strategico 2015-2019 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;

> nel corso dell'esercizio 2014 è pervenuta al Collegio Sindacale una denuncia di fatti ritenuti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile da parte di un azionista, il quale ha lamentato limitazioni alle modalità di invio delle domande da parte dei soci prima dell'Assemblea del 22 maggio 2014; in proposito sono stati forniti all'azionista adeguati elementi di risposta, dai quali è emersa la piena rispondenza alla legge dell'operato della Società, nonché la natura pretestuosa della denuncia sopra indicata. Sono inoltre pervenute due segnalazioni da parte di clienti di società italiane del Gruppo Enel in ordine a disservizi e/o inadempimenti contrattuali nello svolgimento, da parte delle medesime società, delle attività di fornitura e di distribuzione di energia elettrica. In merito, è stato richiesto alle competenti strutture operative aziendali di effettuare i necessari approfondimenti, dai quali non sono emerse irregolarità da segnalare;

> abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina, cui la Società aderisce, verificando la conformità del sistema di corporate governance di Enel alle raccomandazioni espresse da tale Codice. Una dettagliata informativa sul sistema di corporate governance della Società è contenuta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. Si informa che il Collegio Sindacale, nei mesi di giugno 2014 e di febbraio 2015, ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di Autodisciplina e il principio della prevalenza della sostanza sulla forma ivi indicato, avendo seguito a tal fine una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella indicata Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale ha verificato, da ultimo nel mese di febbraio 2015, la sussistenza dei relativi requisiti contemplati tanto dal Testo Unico della Finanza quanto dal Codice di Autodisciplina;

> la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di dicembre 2012) per la gestione interna 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; tale regolamento (consultabile sul sito internet aziendale www.enel.com) contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al mercato previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza;

> la Società ha adottato altresì fin dal 2002 e successivamente aggiornato un Codice Etico (anch'esso consultabile sul sito internet aziendale www.enel.com), che 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;

> con riferimento alle previsioni 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 – Enel ha adottato fin dal luglio 2002 un modello organizzativo e gestionale articolato in una "parte generale" e in diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una

descrizione delle modalità di recepimento di tale modello da parte delle varie società del Gruppo si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2014. L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento (nel prosieguo per brevità indicato come "organismo di vigilanza") adotta una composizione collegiale: nel corso del 2014 esso è risultato composto da due membri esterni dotati di esperienza in materia di organizzazione aziendale, a uno dei quali è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dalla responsabile della Funzione Audit, dal responsabile della Funzione Affari Legali e Societari e dal Segretario del Consiglio di Amministrazione della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2014 da parte del citato organismo di vigilanza; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione;

- nel corso dell'esercizio 2014 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri:
  - un parere favorevole nella riunione del 29 gennaio 2014 in merito al Piano di Audit 2014, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. c) del Codice di Autodisciplina, in vista delle deliberazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
  - un parere favorevole nella riunione del 7 maggio 2014 in merito ai risultati esposti da Reconta Ernst & Young SpA nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale nel corso dell'esercizio 2013, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. e) del Codice di Autodisciplina, in vista delle valutazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
  - un parere favorevole nella riunione del 17 giugno 2014 in merito alla sostituzione del responsabile della Funzione Audit della Società, Dott.ssa Francesca Di Carlo, con la Dott.ssa Silvia Fiori, nonché circa la remunerazione da riconoscere a quest'ultima per tale posizione, secondo quanto proposto dall'Amministratore Delegato – in qualità di Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e d'intesa con il Presidente del Consiglio di Amministrazione – ai sensi dell'art. 7.C.1, secondo paragrafo, del Codice di Autodisciplina, in vista delle deliberazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
  - un parere favorevole nella riunione del 24 luglio 2014, ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile, in merito alla misura dei compensi da riconoscere ai componenti dei vari Comitati istituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione a seguito del rinnovo di tale ultimo organo da parte dell'Assemblea del 22 maggio 2014;
  - un parere favorevole nella riunione del 24 luglio 2014 sull'indennità di presenza da riconoscere per la partecipazione alle adunanze degli organi sociali in favore del magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società;
  - un parere favorevole nella riunione del 18 settembre 2014, ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile, in merito al trattamento economico e normativo da riconoscere al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale nel corso del mandato 2014-2016;
  - un parere favorevole nella riunione del 29 ottobre 2014, ai sensi dell'art. 20.5, comma 1 dello Statuto della Società, in merito alla sostituzione del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Dott. Luigi Ferraris, con il Dott. Alberto De Paoli, secondo quanto proposto dall'Amministratore Delegato, in vista delle deliberazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
- apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2014, in ragione dei rispettivi incarichi, da coloro che hanno rivestito *pro tempore* il ruolo di Presidente del Consiglio di Amministrazione, di Amministratore Delegato/Direttore Generale e dagli altri Amministratori, nonché sugli strumenti retributivi loro attribuiti, sarà contenuta (secondo quanto previsto nella relativa bozza, di cui il Collegio Sindacale ha preso visione) nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza, che sarà sottoposta all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, e pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto

che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla best practice, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di performance, anche di natura non economica, e perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti della Società in un orizzonte di medio-lungo periodo; si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni – costituito da Amministratori indipendenti – avvalendosi delle analisi di benchmarking, anche su scala internazionale, effettuate da una società di consulenza indipendente. Si sottolinea altresì che, nel definire il pacchetto remunerativo dei nuovi Amministratori investiti di particolari cariche, è stata data attuazione alla deliberazione assunta dall'Assemblea del 22 maggio 2014 che, in applicazione dell'art. 84 *ter* del decreto legge 21 giugno 2013 n. 69 (convertito con modificazioni dalla legge 9 agosto 2013, n. 98), ha stabilito che – limitatamente al rinnovo del Consiglio di Amministrazione disposto dalla medesima Assemblea – il compenso degli Amministratori investiti di particolari cariche non possa essere stabilito e corrisposto dal Consiglio di Amministrazione in misura superiore al 75% del trattamento economico complessivo a qualsiasi titolo determinato, compreso quello per eventuali rapporti di lavoro con la Società, nel corso del precedente mandato. Si fa infine presente che nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza sarà contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2014 da parte dei dirigenti con responsabilità strategiche.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2014 nel corso di 17 riunioni, nonché con la partecipazione alle 18 riunioni del Consiglio di Amministrazione e, per il tramite del Presidente, alle 13 riunioni del Comitato Controllo e Rischi (di cui 9 tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale), alle 9 riunioni del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, alle 3 riunioni del Comitato Parti Correlate e alle 6 riunioni del Comitato per la Corporate Governance. Alle riunioni del Collegio Sindacale, così come a quelle del Consiglio di Amministrazione, ha partecipato il magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società.
Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA non sono stati rilevati omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione.
Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione Reconta Ernst & Young SpA, Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2014 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 8 aprile 2015

Il Collegio Sindacale

Presidente
Sergio Duca

Sindaco
Lidia D'Alessio

Sindaco
Gennaro Mariconda

Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2014 di Enel SpA

EY
Building a better working world

Enel S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2014

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Building a better working world

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 d'esercizio, costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento, della Enel S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   Per il giudizio relativo al bilancio d'esercizio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 10 aprile 2014.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Enel S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione *Governance* del sito internet della Enel S.p.A., 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

Building a better working world

informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2014.

Roma, 8 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Socio)

2

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2014 del Gruppo Enel

Building a better working world

Enel S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Building a better working world

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, della Enel S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Enel") chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Enel S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e lo stato patrimoniale al 1 gennaio 2013. Come illustrato nelle note di commento, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale al 1 gennaio 2013, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le relazioni di revisione rispettivamente in data 10 aprile 2014 ed in data 4 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note di commento sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2014.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Enel per l'esercizio chiuso a tale data.

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta al n. 5 O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
[illegible]
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Supp. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale della Società di Revisione
Consob al progressivo n. 2 del [illegible] 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

892

Building a better working world

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione *Governance* del sito internet della Enel S.p.A., 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. n. 58/1998, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. n. 58/1998 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014.

Roma, 8 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Socio)

Convocazione dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea degli azionisti è convocata in sede ordinaria e straordinaria per il giorno 28 maggio 2015, in unica convocazione, alle ore 14:00 in Roma, presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, per discutere e deliberare sul seguente

ORDINE DEL GIORNO

Parte ordinaria

1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014. Relazioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e della Società di revisione. Deliberazioni relative. Presentazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2014.
2. Destinazione dell'utile dell'esercizio e distribuzione di riserve disponibili.

Parte straordinaria

1. Modificazione della clausola in materia di requisiti di onorabilità e connesse cause di ineleggibilità e decadenza dei componenti il Consiglio di Amministrazione di cui all'art. 14 *bis* dello Statuto sociale.

Parte ordinaria:

3. Nomina di un componente del Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2386 del codice civile.
4. Piano 2015 di incentivazione di lungo termine destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile.
5. Relazione sulla remunerazione.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Patrizia Grieco

896

Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio e distribuzione di riserve disponibili

Si ricorda che nel corso del mese di marzo 2012 – in occasione della presentazione alla comunità finanziaria dei risultati dell'esercizio 2011 e delle linee guida del Piano industriale 2012-2016 – Enel ha annunciato l'adozione di una politica dei dividendi che prevede, con decorrenza dai risultati dell'esercizio 2012, la corresponsione ai soci di un ammontare pari almeno al 40% dell'utile netto ordinario di Gruppo, inteso come risultato netto consolidato riconducibile alla sola gestione caratteristica.
Tale impostazione della politica dei dividendi è stata da ultimo confermata dal precedente Consiglio di Amministrazione nel mese di marzo 2014, con riferimento ai risultati dell'esercizio 2014, in occasione della presentazione delle linee guida del Piano industriale 2014-2018.
Nell'ambito di tale politica, si è anche previsto che i dividendi siano corrisposti una volta all'anno, senza ricorrere, quindi, al pagamento di acconti sul dividendo.

Tenuto conto che l'utile netto consolidato ordinario relativo all'esercizio 2014 risulta pari a 2.994 milioni di euro circa (a fronte di un risultato netto di pertinenza del Gruppo pari complessivamente a 517 milioni di euro circa), si ritiene, coerentemente alla politica dei dividendi sopra richiamata, di proporre all'Assemblea ordinaria chiamata ad approvare il Bilancio civilistico di Enel SpA relativo all'esercizio 2014 la distribuzione di un dividendo pari a 0,14 euro per azione (per complessivi 1.316,5 milioni di euro circa), da mettere in pagamento nel mese di giugno 2015.

Tenuto altresì conto che l'utile netto civilistico di Enel SpA relativo al medesimo esercizio 2014 ammonta a 558,2 milioni di euro circa, al fine di consentire la distribuzione dell'indicato dividendo, si prevede di utilizzare, in aggiunta all'utile netto civilistico, una parte della riserva disponibile denominata "utili portati a nuovo" (attualmente pari a complessivi 6.061,3 milioni di euro circa).

Alla luce di quanto sopra indicato, e considerato che la riserva legale già ammonta alla misura massima pari a un quinto del capitale sociale (secondo quanto previsto dall'art. 2430, comma 1, del codice civile), si sottopone al Consiglio di Amministrazione la seguente proposta da presentare all'Assemblea.

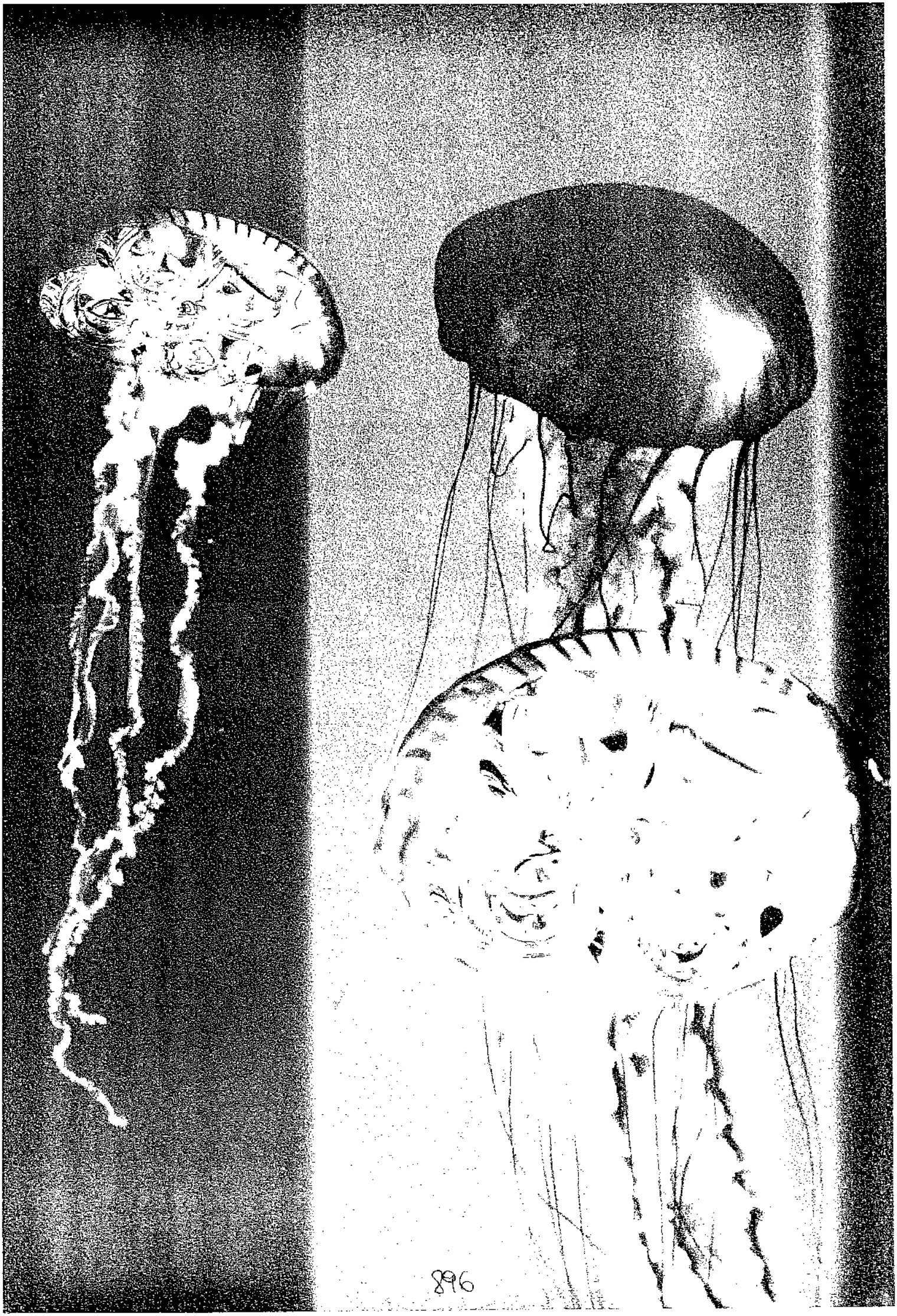
Il Consiglio di Amministrazione propone:

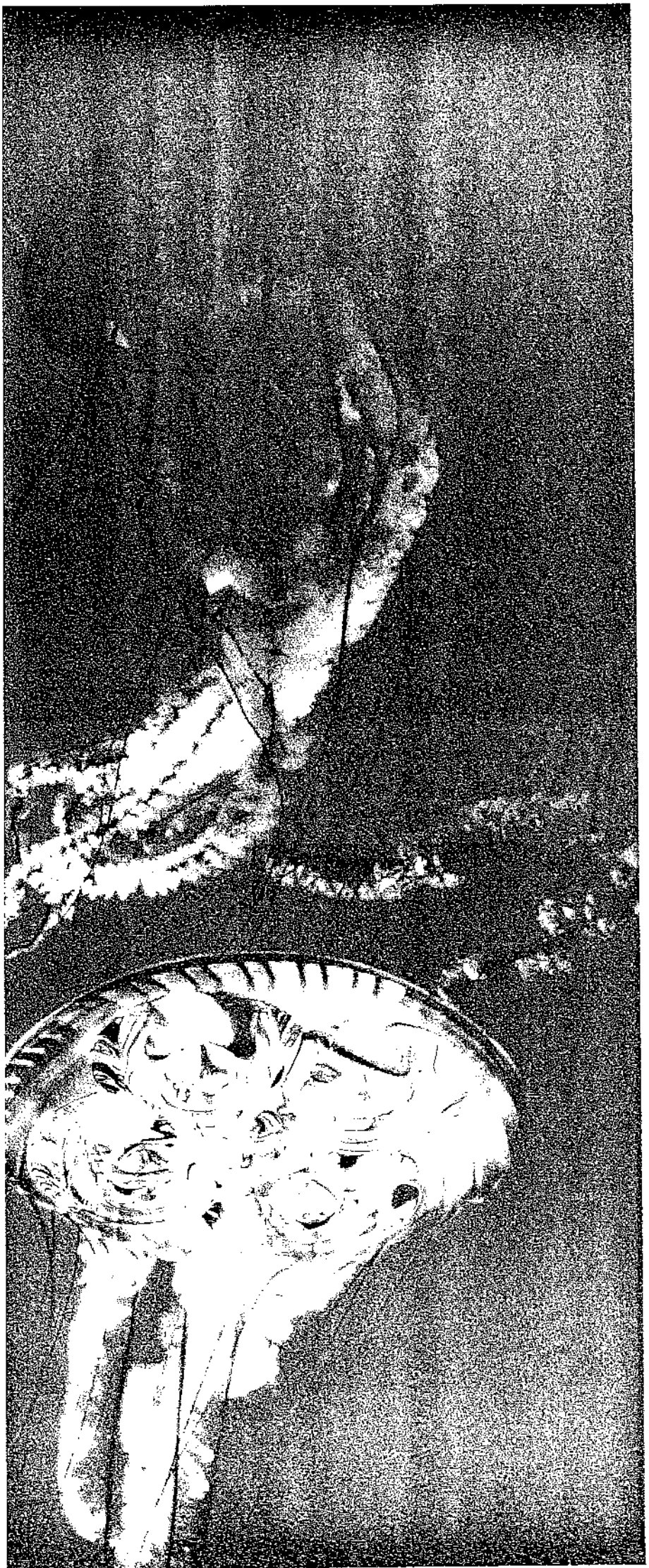
1. di destinare l'utile netto dell'esercizio 2014 di Enel SpA, pari a 558.202.514,37 euro, come segue:
   - alla distribuzione in favore degli azionisti, a titolo di dividendo, 0,05 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 22 giugno 2015, data prevista per lo "stacco cedola", per un importo complessivo di 470.167.889,75 euro;
   - a "utili portati a nuovo" la parte residua, pari a 88.034.624,62 euro;

2. di destinare inoltre alla distribuzione in favore degli azionisti una parte della riserva disponibile denominata "utili portati a nuovo" appostata nel Bilancio di Enel SpA (attualmente ammontante a complessivi 6.061.293.373,19 euro), per un importo di 0,09 euro per ognuna delle 9.403.357.795 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 22 giugno 2015, data prevista per lo "stacco cedola", per un importo complessivo di 846.302.201,55 euro;

3. di porre in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, un dividendo complessivo di 0,14 euro per azione ordinaria – di cui 0,05 euro a titolo di distribuzione dell'utile dell'esercizio 2014 e 0,09 euro a titolo di parziale distribuzione della riserva disponibile denominata "utili portati a nuovo" – a decorrere dal 24 giugno 2015, con "data stacco" della cedola n. 23 coincidente con il 22 giugno 2015 e "record date" (ossia data di legittimazione al pagamento del dividendo stesso, ai sensi dell'art. 83 *terdecies* del Testo Unico della Finanza e dell'art. 2.6.7, comma 2, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA) coincidente con il 23 giugno 2015.

385


896



Allegati

897

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2014

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 2014, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, l'attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	9.403.357.795,00	EUR	Holding industriale	Holding			100,00%
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Black River Inc.	50,00%	68,29%
							Hydro Development Group Inc.	50,00%	
3-101-665717 SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	PH Chucas SA	100,00%	42,67%
3SUN Srl	Catania	Italia	35.205.984,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Equity	Enel Green Power SpA	33,33%	22,76%
Adam Solar PV Project Three (Pty) Ltd	Mowbray	Repubblica del Sudafrica	1,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Adam Solar PV Project Two (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Adria Link Srl	Gorizia	Italia	500.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Agassiz Beach LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,00%	54,63%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	11,69%
Agullón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,21%
Albany Solar LLC	Minnesota	USA		- USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Almeyda Solar SpA	Santiago	Cile	1.736.965.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Almussafes Servicios Energéticos SL	Valencia	Spagna	3.010,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Alpe Adria Energia SpA	Udine	Italia	450.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Equity	Enel Produzione SpA	40,50%	40,50%
Altomonte Fv Srl	Cosenza	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	68,29%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra Inversud SA	21,02%	55,79%
							Chilectra SA	10,34%	
							Enersis SA	21,38%	
							Endesa Brasil SA	46,89%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Andorra Desarrollo SA	Teruel	Spagna	901.520,00	EUR	Sviluppo regionale	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Annandale Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Apamea 2000 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Aquenergy Systems Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	10.500,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	68,29%
Aquilae Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Joint operation	Endesa Generación SA	85,41%	59,91%
Atea Srl	La Spezia	Italia	10.001,00	EUR	Installazione di altre macchine e apparecchiature industriali	Equity	Enel Italia Srl	0,01%	0,01%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	10.001,00	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	0,01%	0,01%
Atwater Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Autumn Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Ayesa Advanced Technologies SA	Siviglia	Spagna	663.520,00	EUR	Servizi informatici	Equity	Endesa Servicios SL	22,00%	15,43%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	18,54%
							Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	18,54%
							Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	
Barnet Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	90,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	10,00%	
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Beaver Valley Holdings Ltd	67,50%	46,09%
Beaver Valley Holdings Ltd	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	2,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Beaver Valley Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	30,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Biowatt - Recursos Energéticos Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Marketing di progetti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	51,22%
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Bolonia Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.008,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Hydropower Inc.	100,00%	68,29%
Boott Hydropower Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
Boott Sheldon Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Finance Holding Company Inc.	100,00%	68,29%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Idaho Inc. Enel Green Power North America Inc.	68,00% 32,00%	68,29%
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Fulcrum Inc. Bp Hydro Associates	24,08% 75,92%	68,29%
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%
Brooten Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	51,22%
Business Venture Investments 1468 (Pty) Ltd	Lombardy East	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Bypass Limited	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc. El Dorado Hydro Chi West Inc.	69,35% 1,00% 29,65%	68,29%
Bypass Power Company	Los Angeles (California)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Camposgen-Energia Lda	Oeiras	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA Pp - Co-Geração SA	80,00% 20,00%	69,03%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Carboex SA	Madrid	Spagna	24.040.484,18	EUR	Fornitura di combustibili	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	35,07%
							Endesa Generación SA	49,99%	
Carocraft (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,00%	66,24%
Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,49%	67,26%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	68,29%
							Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	99,75%	51,03%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.229,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inversora Dock Sud SA	69,99%	24,24%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	75,00%	27,96%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	51,15%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	22,99%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,38%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	33,20%	9,80%
							Endesa Costanera SA	1,30%	
							Central Dock Sud SA	6,40%	
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	51,00%	18,54%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Nuclenor SA	0,69%	16,77%
							Endesa Generación SA	23,57%	
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom Mochovce 6	Slovacchia	6.639,00	EUR	Attività di ricerca e sviluppo nel settore scientifico e dell'ingegneria	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
CESI - Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA	Milano	Italia	8.550.000,00	EUR	Ricerche, servizi di prova e collaudo	Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Chepei Desarollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Chi Black River Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Idaho Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Chi Operations Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Power Marketing Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi West Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	100,00%	60,07%
Chilectra SA	Santiago	Cile	36.792.868.194,00	CLP	Holding di partecipazioni, distribuzione di energia elettrica	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	0,01%	60,07%
							Enersis SA	99,08%	
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Edegel SA	80,00%	28,42%
Chisago Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenské elektráme AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	39,13%	29,34%
							Chilectra SA	9,35%	
Cogeneración El Salto SL (in liquidazione)	Saragozza	Spagna	36.060,73	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	20,00%	13,81%
Cogeneración Lipsa SL	Barcellona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	13,81%
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	21.372.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Companhia Energética do Ceará SA	Fortaleza	Brasile	442.950.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	58,87%	39,32%
							Enersis SA	15,18%	
Companhia Térmica Lusol ACE	Barreiro	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	65,58%
Companhia Térmica Oliveira Ferreira ACE (in liquidazione)	Riba de Ave	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	-	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	95,00%	65,58%
Companhia Térmica Ribeira Velha ACE	São Paio de Oleiros	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Pp - Co-Geração SA	49,00%	69,03%
							TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	51,00%	
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Brasil SA	100,00%	51,15%
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	Argentina	14.175.999,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	51,15%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	331.815.034.140,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	3,78%	37,28%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	96,21%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Progetti idroelettrici	Integrale	Generalima SA	100,00%	60,62%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	35,63%	24,60%
Compañía Transportista de Gas de Canarias SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	800.003,00	EUR	Trasporto di gas naturale	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	47,18%	33,09%
Compostilla Re SA	Lussemburgo	Lussemburgo	12.000.000,00	EUR	Riassicurazione	Integrale	Enel Insurance NV	100,00%	85,07%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	49,00%	100,00%
							Enel Produzione SpA	51,00%	
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aquenergy Systems Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New Hampshire Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	130,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New York Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro Southeast Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	95,00%	68,29%
							Gauley River Power Partners LP	5,00%	
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,82%	55,87%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Copenhagen Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	50,00%	68,29%
							Hydro Development Group Inc.	50,00%	
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	17,26%
Courtenay Wind Farm LLC	Bismarck (North Dakota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
De Rock'l Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Desarollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.313.807,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,29%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01%	
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA	100,00%	68,23%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Dioflash (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Diseño de sistemas en silicio SA (in liquidazione)	Valencia	Spagna	578.000,00	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,39%	10,09%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	55,00%	70,14%
							Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Codensa SA ESP	49,00%	14,38%
Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz SA	Tenerife	Spagna	12.621.210,00	EUR	Acquisto, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	23,42%	30,87%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	0,89%	
							Enersis SA	27,19%	
Dodge Center Distributed Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282.225,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,96%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	
Eastwood Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Edegel SA	Lima	Perù	2.064.301.735,00	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	29,40%	35,53%
							Generandes Perú SA	54,20%	
Eed - Empreendimentos Eólicos do Douro SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale do Minho SA	Porto	Portogallo	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Eolverde - SGPS SA	50,00%	25,89%
EGP BioEnergy Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Puglia Srl	100,00%	68,29%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Jewel Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Development Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Development LLC	100,00%	68,29%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
El Dorado Hydro	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	82,50%	68,29%
							Northwest Hydro Inc.	17,50%	
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	809.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	40,99%	33,07%
							Enel SpA	4,32%	
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	35,07%
Electra Capital (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Generalima SA	20,00%	60,62%
							Enersis SA	80,00%	
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.880,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	33,29%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,07%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,07%
Electrogas SA	Santiago	Cile	61.832.327,00	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	15,45%
Emgesa Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00%	22,87%
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	26,87%	22,87%
							Enersis SA	21,61%	
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empreendimento Eólico de Rego Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Empreendimentos Eólicos da Serra do Sicó SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	52,38%	36,16%
Empreendimentos Eólicos de Viade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	80,00%	55,22%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	24,00%	45,79%
							Inversiones Distrilima SA	51,68%	
Empresa de Energía Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	39.699.630.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	82,34%	11,84%
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA	20,85%	43,41%
							Enersis SA	22,25%	
							Distrilec Inversora SA	56,36%	
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA	100,00%	60,07%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso dal Gruppo
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Generalima SA	36,50%	58,50%
							Electrica Cabo Blanco SA	60,00%	
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,23%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	200.319.020,73	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	92,65%	33,69%
Empresa Nacional de Electricidad SA	Santiago	Cile	1.331.714.090.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA	59,98%	36,36%
Empresa Nacional de Geotermia SA	Santiago	Cile	12.647.752.517,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Endesa Latinoamerica SA	11,11%	11,11%
En-Brasil Comercio e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0,01%	51,15%
							Endesa Brasil SA	99,99%	
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,34%	36,36%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	
Endesa Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.028.760.000,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	5,33%	51,15%
							Edegel SA	4,00%	
							Chilectra Inversud SA	5,94%	
							Empresa Nacional de Electricidad SA	34,64%	
							Enersis SA	50,09%	
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Cemsa SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA	45,00%	49,70%
							Enersis SA	55,00%	
Endesa Comercializaçao de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energia SA	100,00%	70,14%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Southern Cone Power Argentina SA	1,15%	27,52%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	24,85%	
							Endesa Argentina SA	49,68%	
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcellona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Energía 21 SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,14%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.006,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Gas SAU	Saragozza	Spagna	45.261.350,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di gas	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Generación Nuclear	Siviglia	Spagna	60.000,00	EUR	Subholding di partecipazioni nel settore nucleare	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	0,20%	70,14%
							Endesa Energía SA	0,20%	
							Enel Green Power España SL	0,20%	
							Energías de Aragón II SL	0,20%	
							Endesa Generación SA	99,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.945.329.830,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Endesa Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	796.683.058,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe Srl	100,00%	100,00%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcellona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,14%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa Red SA	Barcellona	Spagna	714.985.850,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Energy Europe Srl	70,14%	70,14%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary (Alberta)	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Enel Atlantic Canada LP	St. John (Newfoundland)	Canada	-	CAD	Eolico	Integrale	Newind Group Inc.	0,10%	68,29%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Enel Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.631.724.677,53	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,29%
							Enel Green Power International BV	99,99%	
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	100,00%	68,29%

908

ALLEGATI

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Distributie Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
Enel Energie SA	Bucarest	Romania	140.000.000,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Enel Energy Europe Srl	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Esn Energo LLC (In liquidazione)	San Pietroburgo	Federazione Russa	2.700.000,00	RUB	Gestione e manutenzione di impianti di produzione di energia elettrica	-	Enel Esn Management BV	100,00%	75,00%
Enel Esn Management BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Produzione SpA	75,00%	75,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.370,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Fortuna SA	Panama	Repubblica di Panama	100.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	50,06%	34,18%
Enel France Sas	Parigi	Francia	34.937.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Gas Rus LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Cabeça de Boi SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.017.956,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power CAI Agroenergy Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Calabria Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Canada Inc.	Montreal (Quebec)	Canada	85.681.857,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Green Power Chile Ltda	Santiago	Cile	15.649.360.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydromac Energy BV Enel Green Power Latin America Ltda	0,01% 99,99%	68,23%
Enel Green Power Colombia	Bogotá DC	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Costa Rica	San José	Costa Rica	27.500.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	104.833.130,71	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	100,00%	68,29%
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	1,00%	
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.071.090,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación SA	40,00%	69,03%
							Enel Green Power International BV	60,00%	
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	12.834.623,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Finale Emilia Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	70,00%	47,80%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Granadilla SL	Tenerife	Spagna	3.012,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	44,87%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power International BV	98,00%	68,29%
							Enel Green Power Latin America Ltda	2,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.687.850,00	EUR	Holding di partecipazioni, servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power International BV	Amsterdam	Olanda	244.532.298,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Ituverava Norte Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	120.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	1,00%	
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Hydromac Energy BV	99,90%	68,23%
							Enel Green Power International BV	0,01%	
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	973.703.665,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,29%
							Enel Green Power International BV	99,99%	
Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,12%
							Endesa Brasil SA	1,00%	
Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.250.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,12%
							Endesa Brasil SA	1,00%	
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV.	100,00%	68,29%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,28%
							Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,28%
							Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,90%	68,23%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	140.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	2.430.631.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power South Africa	100,00%	68,29%
Enel Green Power Salto Apiacás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Parque Eólico Serra Azul Ltda	1,00%	
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	80,00%	54,63%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	100.000.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti fotovoltaici (Holding)	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Enel Green Power South Africa	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	1.000.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	68,29%	68,29%
Enel Green Power Strambino Solar Srl	Torino	Italia	250.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	80.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,28%
							Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	1,00%	
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	10.154.658,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Uruguay SA	Oficina 1508	Uruguay	400.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Villoresi Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Italia	30.000.000,00	EUR	Studio, progettazione, realizzazione, manutenzione di opere di ingegneria	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding nel settore delle assicurazioni	Integrale	Enel Investment Holding BV	50,00%	85,07%
							Endesa SA	50,00%	
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Lease Eurl	Lione	Francia	500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Enel Longanesi Developments Srl	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel M@P Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel Distribuzione SpA	100,00%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Oil & Gas SpA	Roma	Italia	200.000.000,00	EUR	Upstream gas	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Oil & Gas España SL	Madrid	Spagna	33.000,00	EUR	Esplorazione, ricerca e produzione di idrocarburi	Integrale	Enel Oil & Gas SpA	100,00%	100,00%
Enel Productie Srl	Bucarest	Romania	20.210.200,00	RON	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Produzione SpA	Roma	Italia	1.800.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Romania Srl	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Prestazione di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Russia OJSC	Ekaterinburg	Federazione Russa	35.371.898.370,00	RUB	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	56,43%	56,43%
Enel Salt Wells LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Dobrogea SA	50,00%	51,00%
							Enel Distributie Banat SA	50,00%	
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

913

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Soluções Energéticas Ltda	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	5.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	68,29%
							Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	0,01%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Stoccaggi Srl (in liquidazione)	Roma	Italia	3.030.000,00	EUR	Costruzione e gestione di campi di stoccaggio, stoccaggio di gas naturale	-	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	68,29%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	68,29%
Enel Trade d.o.o.	Zagabria	Croazia	2.240.000,00	HRK	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Romania Srl	Bucarest	Romania	21.250.000,00	RON	Sourcing e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade Serbia d.o.o.	Belgrado	Serbia	300.000,00	EUR	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Trade SpA	Roma	Italia	90.885.000,00	EUR	Trading e logistica dei combustibili - Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Newhydro Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.si Srl	Roma	Italia	5.000.000,00	EUR	Impiantistica e servizi energetici	Integrale	Enel Energia SpA	100,00%	100,00%
Enelco SA	Atene	Grecia	60.108,80	EUR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Investment Holding BV	75,00%	75,00%
Enelpower Contractor and Development Saudi Arabia Ltd	Riyadh	Arabia Saudita	5.000.000,00	SAR	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enelpower SpA	51,00%	51,00%
Enelpower do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	1.242.000,00	BRL	Ingegneria nel settore elettrico	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,99%	
Enelpower SpA	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Eneop-Eólicas de Portugal SA	Paço de Arcos	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	17,98%	24,82%
							Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	17,98%	
Enercor - Produção de Energia ACE	Montijo	Portogallo	-	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	70,00%	69,03%
							Pp - Co-Geração SA	30,00%	
Energética de Rosselló AIE	Barcellona	Spagna	3.606.060,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	27,00%	18,64%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energía de La Loma SA	Jaén	Spagna	4.450.000,00	EUR	Biomasse	Integrale	Enel Green Power España SL	50,86%	35,11%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	67,61%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	100,00%	68,29%
Energía Marina SpA	Santiago	Cile	2.404.240.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25,00%	17,06%
Energía Nueva de Iggu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.139.737.500,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,90%	68,23%
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Guatemala SA	99,96% 0,04%	68,29%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,02%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500,00	EUR	Biomasse	Integrale	Enel Green Power España SL	68,42%	47,23%
Energías Especiales de Careón SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,15%
Energías Especiales de Pena Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Energías Especiales del Alto Ulla SA	Madrid	Spagna	1.722.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Energías Especiales del Bierzo SA	Torre del Bierzo	Spagna	1.635.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione d'energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energía Nueva de Iggu S de RL de Cv Enel Green Power México S de RL de Cv	0,01% 99,99%	68,29%
Energie Electrique de Tahaddart SA	Tangeri	Marocco	750.400.000,00	MAD	Impianti di produzione a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación SA	32,00%	22,45%
Energosluzby AS (in liquidazione)	Trnava	Slovacchia	33.194,00	EUR	Prestazione di servizi alle imprese	-	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	13,20%
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Enerlasa SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.021.700,58	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,06%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	40,97%
Enersis SA	Santiago	Cile	5.669.280,72	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Energy Europe Srl	20,30%	60,62%
							Endesa Latinoamerica SA	40,32%	
Enexon Hellas SA	Maroussi	Grecia	18.771.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Eolcinf - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Eolflor - Produção de Energia Eólica Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,21%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	90.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Eólica Fazenda Nova - Generação e Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti Eolici	Integrale	Endesa Brasil SA	99,95%	51,13%
Eólica Valle del Ebro SA	Saragozza	Spagna	5.559.340,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,50%	34,86%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201.540,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	39,50%	65,88%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	
Eólicas de Agaete SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Eólicas de Fuencaliente SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	216.360,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	55,00%	37,97%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Eólicas de La Patagonia SA	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Eólicas de Lanzarote SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.758.000,00	EUR	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Eólicas de Tenerife AIE	Santa Cruz de Tenerife	Spagna	420.708,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Eólicas de Trajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,42%
Eolverde - SGPS SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Trattamento e distribuzione delle acque	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	75,00%	51,77%
Erecosalz SL (in liquidazione)	Saragozza	Spagna	18.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	33,00%	22,78%
Essex Company	Boston (Massachusetts)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Explotaciones Eólicas de Escucha SA	Saragozza	Spagna	3.505.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	70,00%	48,32%
Explotaciones Eólicas El Puerto SA	Teruel	Spagna	3.230.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	73,60%	50,81%
Explotaciones Eólicas Saso Plano SA	Saragozza	Spagna	5.488.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,00%	44,87%
Explotaciones Eólicas Sierra Costera SA	Saragozza	Spagna	8.046.800,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Explotaciones Eólicas Sierra La Virgen SA	Saragozza	Spagna	4.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Fiesta City Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	Porto	Portogallo	750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica, termica e da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Fotovoltaica Insular SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	60,00%	66,61%
							Renovables de Guatemala SA	40,00%	
Fulcrum Inc.	Boise (Idaho)	USA	1.002,50	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,05%	36,80%
							Gas Atacama SA	99,90%	
Gas Atacama SA	Santiago	Cile	291.484.088,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Inversiones Gasatacama Holding Ltda	100,00%	36,82%
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Gasificadora Regional Canaria SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	240.000,00	EUR	Distribuzione di gas	Integrale	Endesa Gas SAU	72,00%	70,14%
							Endesa Generación Portugal SA	28,00%	
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,03%	36,80%
							Gas Atacama Chile SA	42,71%	
							Gas Atacama SA	57,23%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Equity	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	36,80%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	18.638,52	CLP	Trasporto di gas naturale	Equity	Gas Atacama Chile SA	99,88%	36,80%
							Gasoducto Atacama Argentina SA	0,12%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company	100,00%	68,29%
Gauley River Management Corporation	Willison (Vermont)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gauley River Power Partners LP	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Gauley River Management Corporation	100,00%	68,29%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	99,99%	68,29%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	60,62%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Southern Cone Power Perú SAA	39,00%	45,82%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	61,00%	
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	64.779.811.451,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	51,00%	34,80%
Geronimo Huron Wind Farm LLC	Michigan	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Geronimo Wind Energy LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGP Geronimo Holding Company Inc.	49,20%	33,60%
Gibson Bay Wind Farm (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	33,33%	12,12%
Gnl Norte SA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Generazione di energia elettrica	Equity	Gasoducto Taltal SA	50,00%	36,80%
							Gas Atacama Chile SA	50,00%	
Gnl Quintero SA	Santiago	Cile	114.057.353,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	20,00%	7,27%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	23.936.710,00	EUR	Sviluppo e manutenzione del impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	30,00%	21,04%
Green Fuel Corporación SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.717.049,55	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	24,24%	16,73%
Guadarranque Solar 4 SL Unipersonal	Siviglia	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación II SA	100,00%	70,14%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	675.400,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl	100,00%	68,29%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hastings Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,14%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Hidroeléctrica DonRafael SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	2,48%	23,77%
							Endesa Argentina SA	6,19%	
							Hidroinvest SA	59,00%	
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	30.890.736,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,28%
Hidroflamicell SL	Barcellona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,61%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	41,94%	34,94%
							Endesa Argentina SA	54,15%	
Hidromondego - Hidroelectrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación SA	90,00%	70,14%
							Endesa Generación Portugal SA	10,00%	
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hipotecaria de Santa Ana Ltda de Cv	Colonia Escalon	El Salvador	404.930,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power El Salvador SA de Cv	20,00%	13,52%
Hispano Gneración de Energía Solar SL	Jerez de los Caballeros (Badajoz)	Spagna	3.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,21%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Hydro Development Group Inc.	Albany (New York)	USA	12,25	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Produzione SpA	49,00%	49,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydro Finance Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Hydrogen Park-Marghera per l'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	60,00%	60,00%
Hydromac Energy BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Ict Servicios Informáticos Ltda	Santiago	Cile	500.000.000,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Chilectra SA	1,00%	60,64%
							Enersis SA	99,00%	
I-EM Srl	Torino	Italia	10.001,00	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel Italia Srl	0,01%	0,01%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,00%	37,27%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	1,00%	
Inkia Holdings (Acter) Ltd	Lima	Perù	6.055.300,00	USD	Holding	Integrale	Enersis SA	100,00%	60,62%
Inkolan Información y Coordinación de Obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140,00	EUR	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	14,29%	10,02%
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	Santiago	Cile	25.916.800.510,00	CLP	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enersis SA	100,00%	60,62%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
International Eolian of Grammatiko SA	Maroussi	Grecia	436.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	6.471.798,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
International Eolian of Peloponnisos 1 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 2 SA	Maroussi	Grecia	514.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 3 SA	Maroussi	Grecia	423.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 4 SA	Maroussi	Grecia	465.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 5 SA	Maroussi	Grecia	509.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 6 SA	Maroussi	Grecia	447.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 7 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Peloponnisos 8 SA	Maroussi	Grecia	418.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Eolian of Skopelos SA	Maroussi	Grecia	224.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
International Multimedia University Srl	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Italia Srl	13,04%	13,04%
Inversiones Distrilima SA	Lima	Perù	287.837.245,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Chilectra SA	30,15%	60,45%
							Enersis SA	69,85%	
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	36,82%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	50,00%	
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	29,34%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA	57,14%	34,64%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.475,77	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Italgest Energy (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Kalenta SA	Maroussi	Grecia	4.359.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	100,00%	68,29%
Kings River Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kinneytown Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Kongul Enerji Sanayi Ve Ticaret Anonim Irketi	Istanbul	Turchia	50.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Gas SAU	29,26%	20,52%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,38%
LaChute Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Lake Emily Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lake Pulaski Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Latin America Holding I Ltd	Lima	Perù	13.701.000,00	USD	Holding	Integrale	Southern Cone Power Ltd	100,00%	60,62%
Latin America Holding II Ltd	Lima	Perù	74,00	USD	Holding	Integrale	Latin America Holding I, Ltd	100,00%	60,62%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lawrence Hydroelectric Associates LP	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Essex Company Enel Green Power North America Inc.	92,50% 7,50%	68,29%
Lester Prairie Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di attività elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lipetskenergosbyt LLC (in liquidazione)	Lipetskaya Oblast	Federazione Russa	7.500,00	RUB	Vendita di energia elettrica	-	Rusenergosbyt LLC	75,00%	18,93%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hydro Development Group Inc.	100,00%	68,29%
Lower Saranac Corporation	New York (New York)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro Partners LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC Lower Saranac Corporation	99,00% 1,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enersis SA	0,10%	60,07%
							Chilectra SA	99,90%	
Maicor Wind Srl	Roma	Italia	20.850.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	60,00%	40,97%
Manlenox (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,87%	67,52%
Marcinelle Energie SA	Charleroi	Belgio	110.061.500,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Matrigenix (Proprietary) Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Mayhew Lake Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,54%
Metro Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	181.728.701,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,28%
Midway Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Trade Wind Energy LLC	100,00%	68,29%
Mill Shoals Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Minas de Estercuel SA	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL	99,65%	69,84%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	70,08%
Minicentrales del Canal de Las Bárdenas AIE	Saragozza	Spagna	1.202.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	-	Enel Green Power España SL	15,00%	10,35%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	25,20%
Missisquoi Associates GP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sheldon Springs Hydro Associates LP	99,00%	68,29%
							Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	1,00%	
Molinos de Viento del Arenal SA	San José	Costa Rica	9.709.200,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	49,00%	33,46%
Montrose Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Mustang Run Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Newbury Hydro Company	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sweetwater Hydroelectric Inc.	1,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	99,00%	
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	68,29%
Nojoli Wind Farm (RF) Pty Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Northwest Hydro Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Notch Butte Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,07%
Nueva Compañía de Distribución Eléctrica 4 SL	Madrid	Spagna	3.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,14%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa SA	60,00%	42,09%
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	54.410.000,00	EUR	Realizzazione e gestione di infrastrutture per la rigassificazione del GNL	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Posseduta per la vendita	Slovenské elektráme AS	100,00%	66,00%
Odell Wind Farm LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Oficina de Cambios de Suministrador SA	Madrid	Spagna	70.000,00	EUR	Servizi connessi al mercato dei prodotti energetici	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	5,19%	14,03%
							Endesa Gas SAU	0,35%	
							Endesa Energía XXI SL	2,96%	
							Endesa Energía SA	11,50%	
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia OJSC	100,00%	56,43%
Operación y Mantenimiento Tierras Morenas SA	San José	Costa Rica	30.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	85,00%	58,05%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	68,29%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	34,14%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,01%
Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Cape Town	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%

923

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
P.E. Cote SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
P.V. Huacas SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
Padoma Wind Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%
Parc Eolic Els Aligars SL	Barcellona	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Parc Eolic La Tossa - La Mola D'en Pascual SL	Barcellona	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Parque Eólico A Capelada AIE	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Parque Eólico Carretera de Arinaga SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	1.603.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Parque Eólico de Aragón AIE	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	55,22%
Parque Eólico de Barbanza SA	La Coruña	Spagna	3.606.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	75,00%	51,77%
Parque Eólico de Belmonte SA	Madrid	Spagna	120.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	50,16%	34,63%
Parque Eólico de Gevancas SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Parque Eólico de San Andrés SA	La Coruña	Spagna	552.920,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	82,00%	56,61%
Parque Eólico de Santa Lucía SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	901.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	65,67%	45,33%
Parque Eólico do Alto da Vaca Lda	Porto	Portogallo	125.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	75,00%	51,77%
Parque Eólico do Vale do Abade Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	51,00%	35,21%
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,13%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945,30	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,04%	67,63%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Montes de Las Navas SA	Madrid	Spagna	6.540.000,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	52,12%
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	35,90%
Parque Eólico Renaico SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	68,23%
Parque Eólico Serra Azul Ltda	Bahia	Brasile	940.567,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	68,29%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Parque Eólico Serra da Capucha SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	50,00%	69,03%
							Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	50,00%	
Parque Eólico Sierra del Madero SA	Soria	Spagna	7.193.970,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	58,00%	40,04%
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	68,23%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	68,23%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Parque Eólico Ventania Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	440.267,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Solar Carrera Pinto SA	Santiago	Cile	10.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,00%	67,54%
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	60,92%	65,17%
							Enel Green Power SpA	34,57%	
Paynesville Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%

925

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Pegop - Energia Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	49,98%	35,07%
							Endesa Generación Portugal SA	0,02%	
Pelzer Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Consolidated Hydro Southeast Inc.	100,00%	68,29%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	49,10%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	40,31%	42,67%
							Enel Green Power SpA	22,17%	
PH Don Pedro SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	33,44%	22,84%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
PH Rio Volcan SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	34,32%	23,44%
Pine Island Distributed Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Pipestone Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Planta Eólica Europea SA	Siviglia	Spagna	1.198.530,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	56,12%	38,74%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	34,14%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	34,14%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	34,14%
Pp - Co-Geração SA	São Paio de Oleiros	Portogallo	50.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	TP - Sociedade Térmica Portuguesa SA	100,00%	69,03%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	51,22%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	75,00%	51,22%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89%	57,22%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00%	58,68%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,71%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	100,00%	56,43%
Progas SA	Santiago	Cile	1.526.000,00	CLP	Distribuzione di gas	Equity	Gas Atacama Chile SA	99,90%	36,80%
							Gas Atacama SA	0,10%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Proveedora de Electricidad de Occidente S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	89.708.735,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,28%
Proyecto Almería Mediterraneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	31,56%
Proyecto Eólico El Pedregal SA	Costa Rica	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica	65,00%	44,39%
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,01%
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,00	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00%	10,00%
Pulida Energy (RF) Proprietary Limited	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	52,70%	35,99%
Pyrites Associates GP	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	50,00%	68,29%
							Hydro Development Group Inc.	50,00%	
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.510,61	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Equity	Slovenské elektráme AS	49,00%	32,34%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Endesa Latinoamerica SA	11,11%	11,11%
Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	42,83%	64,08%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
							Enel Green Power SpA	51,00%	
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Rock Creek Limited Partnership	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Northwest Hydro Inc.	17,50%	68,29%
							Chi West Inc.	82,50%	
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	68,29%
Rusenergosbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
Rusenergosbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Rusenergosbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Federazione Russa	100.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	Rusenergosbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	-	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,71%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
San Juan Mesa Wind Project II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	68,29%
Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	Nevinnomyssk	Federazione Russa	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	OGK-5 Finance LLC	0,01%	56,43%
							Enel Russia OJSC	99,99%	
Santo Rostro Cogeneración SA (in liquidazione)	Siviglia	Spagna	207.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,06%
Scandia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Se Hazelton A LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	99,00%	68,29%
							Bypass Power Company	1,00%	
Se Hydropower Srl	Bolzano	Italia	30.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia idroelettrica	Posseduta per la vendita	Enel Produzione SpA	40,00%	40,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Slovenské elektrárne AS	100,00%	66,00%
Sealve - Sociedade Eléctrica de Alvaiázere SA	Porto	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Serra do Moncoso Cambas SL	La Coruña	Spagna	3.125,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,03%
Servicio de Operación y Mantenimiento para Energías Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	3.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	0,01%
SF Energy Srl	Rovereto	Italia	7.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Enel Produzione SpA	33,33%	33,33%
Sheldon Springs Hydro Associates LP	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%
Sheldon Vermont Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Boott Sheldon Holdings LLC	100,00%	68,29%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel.Newhydro Srl	41,55%	41,55%
Sisconer - Exploração de Sistemas de Conversão de Energia Lda	Porto	Portogallo	5.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	55,00%	37,97%
Sistema de Gestión Energética en la Nube SL	Madrid	Spagna	4.943,00	EUR	Ricerca, progettazione e sviluppo	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Sistema Eléctrico de Conexión Montes Orientales SL	Granada	Spagna	44.900,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	16,70%	11,53%
Sistema Eléctrico de Conexión Valcalre SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,42%
Sistemas Energeticos Mañón Ortigueira SA	La Coruña	Spagna	2.007.750,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	96,00%	66,27%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Slate Creek Hydro Company Inc.	100,00%	68,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Slate Creek Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Enel Produzione SpA	66,00%	66,00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Enel Servizio Elettrico SpA	10,00%	10,00%
SMART-I Srl	Roma	Italia	14.571,43	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	68,29%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	68,29%
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda	57,50%	34,86%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón SA	Santiago	Cile	19.028.480.104,00	CLP	Attività di ingegneria	Posseduta per la vendita	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,01%	36,36%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	99,99%	
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74%	44,69%
Sociedad Eólica El Puntal SL	Siviglia	Spagna	1.643.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,52%
Sociedad Eólica Los Lances SA	Cadice	Spagna	2.404.048,42	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,42%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Inversora Codensa Sas	4,90%	23,15%
							Emgesa SA ESP	94,95%	
Società Agricola Trino Srl	Milano	Italia	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Agatos Green Power Trino	100,00%	54,63%
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (in breve "Galsi SpA")	Milano	Italia	37.419.179,00	EUR	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	15,62%	15,62%
Société Du Parc Eolien Grandes Terres Ouest Eurl	Lione	Francia	21.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel France Sas	100,00%	100,00%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,07%
Solliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Sotavento Galicia SA	Santiago de Compostela	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	36,00%	24,85%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
South Fork Wind LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	1,97%	36,38%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	98,03%	
Southern Cone Power Ltd	Lima	Perù	7.517.500,00	USD	Holding	Integrale	Inkia Holdings (Acter) Ltd	100,00%	60,62%
Southern Cone Power Perú SAA	Lima	Perù	159.183.286,00	PEN	Holding	Integrale	Latin America Holding II, Ltd	0,01%	60,62%
							Latin America Holding I, Ltd	99,99%	
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Stipa Nayaá SA de Cv	Colonia Cuauhtémoc	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	55,21%	65,13%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	
Sublunary Trading (RF) Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	8.757.214,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	57,00%	38,92%
Suministradora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	12.020.240,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	33,50%	23,50%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgrí (Girona)	Spagna	2.800.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,09%
Summit Energy Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	2.050.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	75,00%	51,22%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sviluppo Nucleare Italia Srl	Roma	Italia	200.000,00	EUR	Sviluppo, costruzione e gestione di reattori nucleari EPR	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	100,00%	100,00%
Sweetwater Hydroelectric Inc.	Concord (New Hampshire)	USA	250,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,56%
Tecnoguat SA	Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	75,00%	51,22%
Tejo Energia Produção e Distribução de Energia Eléctrica SA	Paço de Arcos	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	38,89%	27,28%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%

930

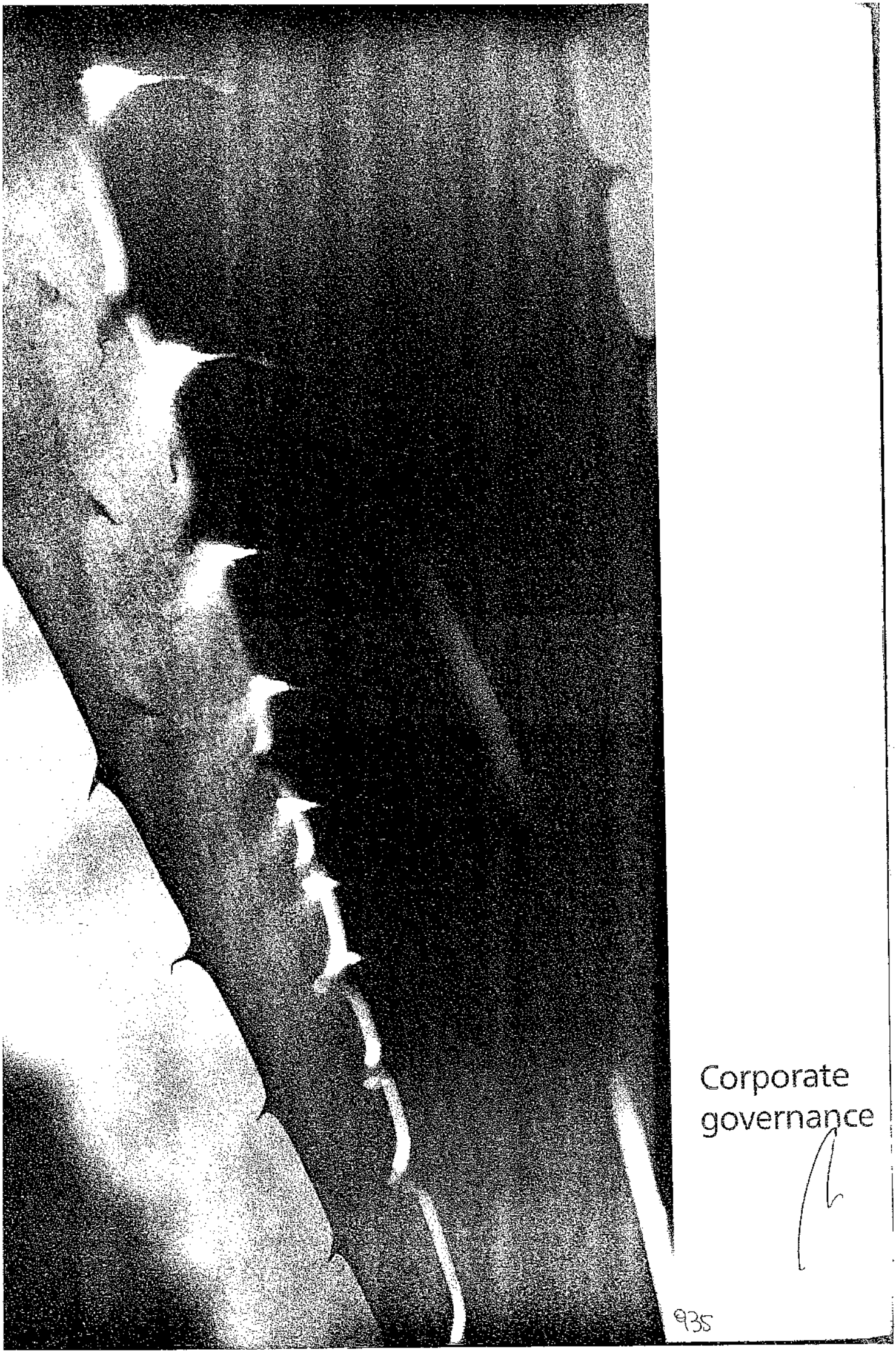
Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Endesa Costanera SA	5,51%	7,29%
							Central Dock Sud SA	5,32%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA	5,32%	7,29%
							Endesa Costanera SA	5,51%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	
Termotec Energía AIE (in liquidazione)	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,06%
TERRAE Iniziative per lo sviluppo agroindustriale SpA	Roma	Italia	19.060.811,37	EUR	Attività nel settore agroindustriale	Equity	Enel Green Power SpA	20,00%	13,66%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	68,29%
Tko Power Inc.	Los Angeles (California)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West Inc.	100,00%	68,29%
Tobivox (RF) Pty Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	40,97%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,01%
TP - Socledade Térmica Portuguesa SA	Lisbona	Portogallo	3.750.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Integrale	Finerge - Gestão de Projectos Energéticos SA	100,00%	69,03%
Trade Wind Energy LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	1,00%	68,29%
							Enel Kansas LLC	99,00%	
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	19,90%	13,59%
Transmisora de Energía Renovable SA	Guatemala	Guatemala	237.341.200,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00%	18,64%
Transportadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Compañía de Interconexión Energética SA	100,00%	51,15%
Transportes y Distribuciones Eléctricas SA	Olot (Girona)	Spagna	72.120,00	EUR	Trasmissione di energia elettrica	Integrale	Endesa Distribución Eléctrica SL	73,33%	51,44%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	2,00%	68,29%
							Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Falls Hydro Company Inc.	51,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Twin Falls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	10,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Twin Saranac Holdings LLC	100,00%	68,29%
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Ufefys SL (in liquidazione)	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Ukuqala Solar Proprietary Limited	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	190.171.520,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,14%
Upington Solar (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	18,33%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	740.000,00	TRY	Costruzione di impianti e produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Vidigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	97,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	97,75%	66,75%
Viruleiros SL	Santiago de Compostela	Spagna	160.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	67,00%	46,25%
Waseca Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
West Faribault Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
West Waconia Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Western New York Wind Corporation	Albany (New York)	USA	300,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Willimantic Power Corporation	Hartford (Connecticut)	USA	1.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Wind Park of Koryfao SA	Maroussi	Grecia	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Anatoli-Prinia SA	Maroussi	Grecia	1.110.400,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Bolibas SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Distomos SA	Maroussi	Grecia	556.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Drimonakia SA	Maroussi	Grecia	736.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Folia SA	Maroussi	Grecia	424.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Wind Parks of Gagari SA	Maroussi	Grecia	389.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Goraki SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Gourles SA	Maroussi	Grecia	555.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kafoutsi SA	Maroussi	Grecia	551.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Kathara SA	Maroussi	Grecia	296.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Kerasia SA	Maroussi	Grecia	252.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Korinthia SA	Maroussi	Grecia	3.504.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Makrilakoma SA	Maroussi	Grecia	614.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Milia SA	Maroussi	Grecia	399.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Mirovigli SA	Maroussi	Grecia	225.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Mitika SA	Maroussi	Grecia	255.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Palioplrgos SA	Maroussi	Grecia	200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Pelagia SA	Maroussi	Grecia	653.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Petalo SA	Maroussi	Grecia	575.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	179.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Sagias SA	Maroussi	Grecia	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Skoubi SA	Maroussi	Grecia	472.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Spilia SA	Maroussi	Grecia	496.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	80,00%	54,63%
Wind Parks of Strouboulas SA	Maroussi	Grecia	576.500,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Trikorfo SA	Maroussi	Grecia	260.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	29,25%	19,97%
Wind Parks of Vitalio SA	Maroussi	Grecia	361.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%
Wind Parks of Vourlas SA	Maroussi	Grecia	554.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Hellas SA	30,00%	20,49%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	68,29%
Wyoming Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Enersis SA	22,22%	13,47%
Yedesa-Cogeneración SA (in liquidazione)	Almería	Spagna	234.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00%	27,61%
Zumbrota Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%

934



Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Il sistema di corporate governance di Enel SpA è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate(), cui la Società aderisce. L'indicato sistema di corporate governance è inoltre ispirato alle raccomandazioni formulate dalla CONSOB in materia e, più in generale, alle best practice internazionali.

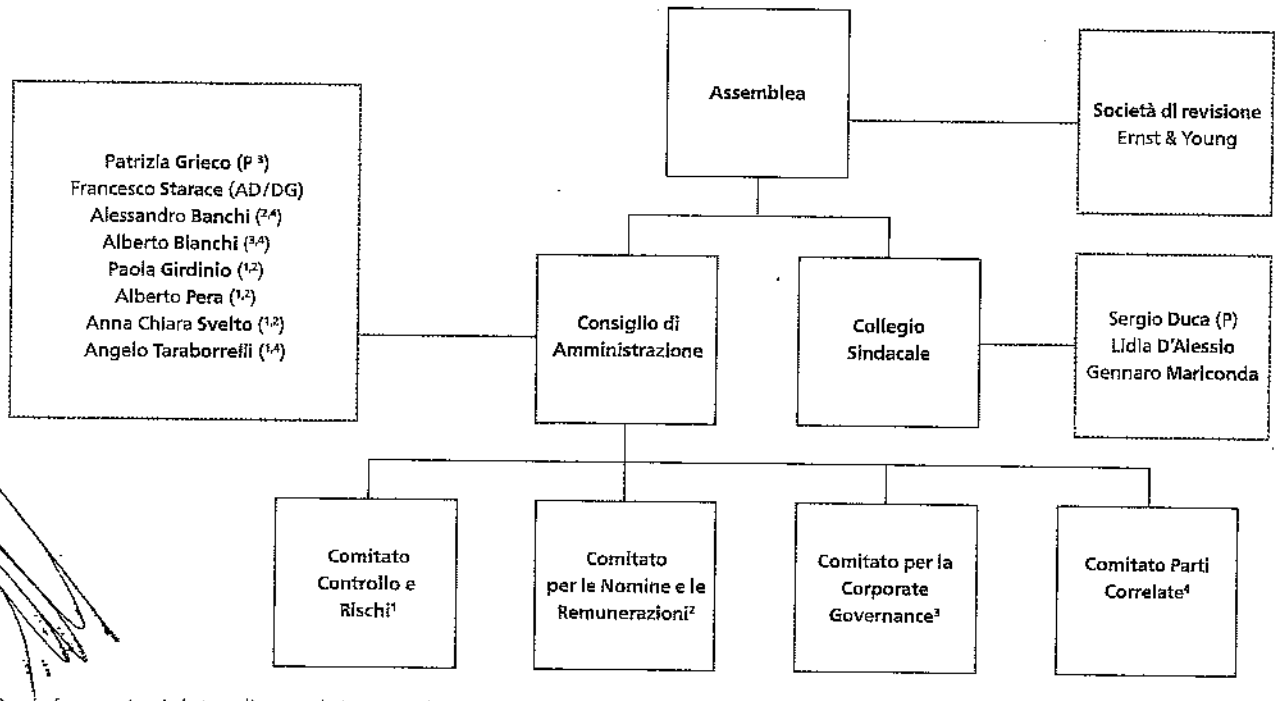
Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel e del Gruppo societario che a essa fa capo risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il Gruppo è impegnato e della conseguente necessità di considerare adeguatamente, nel relativo svolgimento, tutti gli interessi coinvolti.

In conformità a quanto previsto dalla legislazione italiana in materia di società con azioni quotate, l'organizzazione della Società si caratterizza per la presenza:

- di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere in ordine alla gestione sociale;
- di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare: (i) circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali; (ii) sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società; (iii) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della società di revisione legale dei conti; e, infine, (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
- dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito: (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità; (ii) all'approvazione del bilancio e alla destinazione degli utili; (iii) all'acquisto e 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 nell'apposito registro, nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.

(1) Disponibile nelle sue varie edizioni sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it).



Per informazioni dettagliate sul sistema di corporate governance si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Enel, pubblicata sul sito internet della Società (www.enel.com, sezione "Governance").

936

Concept design
Inarea - Roma

Realizzazione
Newton 21 Roma

Revisione testi
postScriptum - Roma

Stampa
Primaprint - Viterbo

Tiratura: 150 copie

Finito di stampare nel mese di maggio 2015

PAGINE INTERNE

Carta
Fedrigoni X-per

Grammatura
120 g/m²

Numero di pagine
428

COPERTINA

Carta
Fedrigoni X-per

Grammatura
320 g/m²

Questa pubblicazione è stampata su carta certificata FSC®

FSC
www.fsc.org
MISTO
Carta da fonti gestite in maniera responsabile
FSC® C117539

neutral
Better life on the planet
Enel

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Italia

Il presente fascicolo forma parte integrante della Relazione finanziaria annuale di cui all'art. 154 *ter*, comma 1, T.U. della Finanza (decreto legislativo. 24 febbraio 1998, n. 58)

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 9.403.357.795 i.v.
Codice Fiscale e Registro Imprese
di Roma n. 00811720580
R.E.A. di Roma n. 756032
Partita IVA n. 00934061003