

Relazione finanziaria annuale 2015



Indice

Relazione sulla gestione

Modello organizzativo di Enel.....	3
Organi sociali.....	5
Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder.....	6
Sintesi dei risultati.....	9
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo.....	18
Risultati economici per area di attività.....	32
Andamento economico-finanziario di Enel SpA.....	60
Fatti di rilievo del 2015.....	66
Scenario di riferimento.....	77
Principali rischi e incertezze.....	121
Prevedibile evoluzione della gestione.....	127
Altre informazioni.....	128
Sostenibilità.....	130
Informativa sulle parti correlate.....	150
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati.....	151

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati.....	153
Note di commento.....	159
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.....	320

Bilancio di esercizio di Enel SpA

Prospetti contabili.....	323
Note di commento.....	329
Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari.....	391

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2015.....	395
Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari.....	423

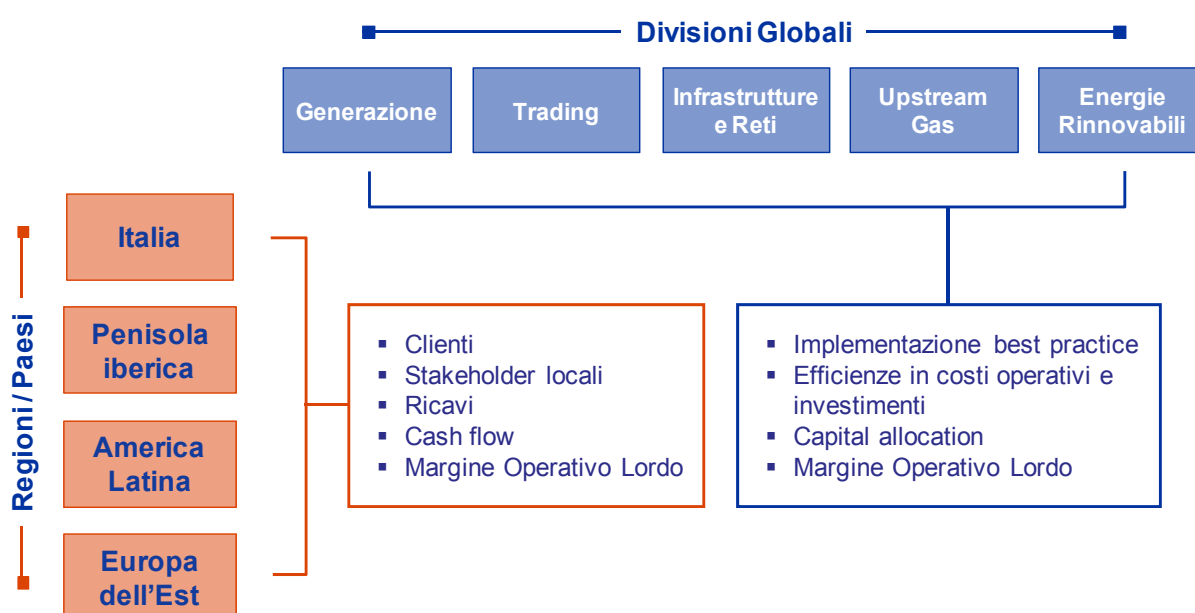
Relazione sulla gestione

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 pertanto in una matrice che considera:

- > *Divisioni* (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni ed 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 ed 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;

A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

- > *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.

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente

Patrizia Grieco

Amministratore Delegato e Direttore Generale

Francesco Starace

Consiglieri

Alfredo Antoniozzi

Alessandro Banchi

Alberto Bianchi

Paola Girdinio

Alberto Pera

Anna Chiara Svelto

Angelo Taraborrelli

Segretario del Consiglio

Claudio Sartorelli

Collegio Sindacale

Presidente

Sergio Duca

Sindaci effettivi

Lidia D'Alessio

Gennaro Mariconda

Sindaci supplenti

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, ad 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 2015 è stato un anno contraddistinto da grandi cambiamenti e dal raggiungimento di importanti risultati. Le scelte strategiche assunte hanno infatti consentito di acquisire solidità e resilienza nei confronti di un contesto economico mutevole, ponendo al contempo le basi per un altrettanto solido sviluppo nel prossimo futuro.

Strategia e previsioni per il 2016

Nel marzo 2015 il nuovo management ha presentato ai mercati il suo primo piano strategico. Dopo i significativi progressi raggiunti nel corso dell'anno, e a seguito della decisione di spostare la presentazione del piano da marzo a novembre di ogni anno, è seguito, per il solo 2015, un aggiornamento. Il nuovo piano punta con decisione sulla crescita industriale di lungo periodo, specie nei settori delle rinnovabili e delle reti; esso prevede un ambizioso programma di efficientamento attraverso la riduzione dei costi di manutenzione e di quelli operativi in tutte le linee di business globali in cui abbiamo articolato la nostra attività con la riorganizzazione intrapresa nel 2014.

Nel piano è anche prevista la semplificazione della struttura societaria del Gruppo, iniziata nel 2014 con la separazione delle due controllate Endesa ed Enersis. Viene, inoltre, perseguita una gestione attiva del portafoglio volta a creare valore attraverso un riposizionamento strategico del Gruppo. Infine, è prevista una crescente attenzione alla remunerazione degli azionisti grazie ad un graduale incremento dei dividendi distribuiti da qui al 2019, per meglio allineare il Gruppo ai livelli medi di settore.

Il piano strategico di Enel, che viene aggiornato su base annuale, rappresenta la sintesi della visione di lungo periodo dell'azienda. Esso è frutto di un lavoro di condivisione e di scambio tra il management e il Consiglio di Amministrazione. Il Consiglio di Amministrazione, dopo un percorso condiviso di informazione e analisi con il management, è chiamato all'approvazione finale dell'indirizzo strategico, nonché al monitoraggio periodico della sua attuazione.

Un indirizzo strategico che abbiamo voluto sintetizzare con il termine "Open Power": un nuovo approccio che coinvolgerà tutti i processi industriali e le iniziative commerciali del Gruppo, guidando gli investimenti e il rapporto con gli stakeholder. Un approccio che si rifà appunto al concetto di apertura; in termini di sostenibilità e, dunque, di innovazione ed evoluzione tecnologica, in un momento in cui Enel apre le sue infrastrutture a diversi utilizzi; apertura verso i nostri stakeholder, attraverso il dialogo con le comunità in cui siamo presenti; apertura al nostro interno e, dunque, capacità di saper valorizzare i nostri talenti e le nostre diversità; apertura, infine, intesa come capacità di ascoltare ciò che arriva dal mondo che ci circonda e di saperne cogliere le opportunità e recepire le istanze. In linea con questo nuovo approccio, il 26 gennaio 2016 abbiamo presentato a Madrid il nuovo logo di Gruppo, un brand globale che rappresenta questa nuova Enel, aperta al cambiamento, all'ascolto e all'innovazione.

Il contesto macroeconomico

Il contesto economico globale nel 2015 è stato contraddistinto da un'accentuata turbolenza, caratterizzata dall'incremento della volatilità nelle principali piazze finanziarie e dall'incertezza sulle prospettive di ripresa economica mondiale. La stima preliminare di crescita del Prodotto Interno Lordo globale si attesta su valori al di sotto della media degli ultimi quindici anni. Nell'Eurozona, gli effetti congiunti della politica monetaria espansiva da parte della Banca Centrale Europea, insieme al calo dei prezzi delle commodities e delle quotazioni dell'euro, hanno consentito di ottenere una crescita attesa superiore rispetto allo scorso anno, sebbene le prospettive future siano influenzate dal contesto di debolezza globale e dall'andamento del mercato dei cambi.

Frenano le economie emergenti, con la contrazione della domanda interna, un'elevata inflazione e la svalutazione delle monete locali. Le tensioni sul mercato finanziario in Cina, associate alle prospettive di rallentamento dell'attività reale, hanno avuto effetti negativi sugli scambi commerciali e, in virtù di un minore impiego atteso nel settore industriale e nelle costruzioni, hanno contribuito al forte calo del prezzo delle commodities, in particolare del petrolio.

Nonostante l'andamento del prezzo del petrolio, gli investimenti nelle energie rinnovabili, a livello globale, hanno confermato l'andamento positivo degli ultimi anni, raggiungendo livelli record nel corso del 2015. Una tendenza destinata a proseguire anche nei prossimi anni, indipendentemente dalla volatilità dei prezzi delle commodities che, con ogni probabilità, caratterizzerà anche l'immediato futuro.

I risultati economici

Nonostante il complesso scenario macroeconomico, per Enel il 2015 è stato un anno positivo, come dimostrato anche dagli ottimi risultati conseguiti: ricavi per circa 75,7 miliardi di euro, sostanzialmente in linea con il 2014; EBITDA ordinario pari a 15,0 miliardi di euro, in lieve flessione rispetto ai 15,5 miliardi di euro del 2014, ma perfettamente in linea con gli obiettivi già annunciati ai mercati; utile netto ordinario a 2,9 miliardi di euro. La diminuzione dell'EBITDA è sostanzialmente riconducibile all'andamento negativo dei tassi di cambio, alla formalizzazione di alcuni accordi per l'uscita anticipata di personale in Italia e in Spagna – volti ad ottenere un significativo ricambio generazionale – nonché al minor margine da generazione di energia elettrica da fonti convenzionali; effetti parzialmente compensati dalle efficienze realizzate e dagli effetti positivi derivanti da alcune modifiche regolatorie e normative nei nostri Paesi di presenza.

A fine 2015, l'indebitamento finanziario netto è pari a 37,5 miliardi di euro, sostanzialmente in linea con il dato rilevato al 31 dicembre 2014. I flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria hanno infatti consentito di finanziare quasi per intero il fabbisogno connesso agli investimenti del periodo e al pagamento dei dividendi, a cui si sono sommati gli effetti negativi della variazione dei tassi di cambio.

Principali avvenimenti

I risultati descritti sintetizzano l'impegno di un anno di intenso lavoro e caratterizzato da importanti avvenimenti.

A febbraio 2015, il Ministero dell'Economia e delle Finanze ha realizzato la quinta tranche di privatizzazione di Enel; operazione che ha portato l'azionista di maggioranza a ridurre la propria partecipazione al 25,5% del capitale, rispetto al precedente 31,2%.

Per quanto riguarda la crescita industriale, nel 2015 è stata completata la costruzione e sono quindi state messe in produzione centrali elettriche per un totale di 2.063 MW, di cui il 94% a energia rinnovabile (inclusendo il grande idroelettrico), rafforzando la posizione di leadership di Enel in questo importante settore.

Abbiamo aperto fronti di crescita sostenibile in nuovi Paesi: India, Kenya e Germania, seguendo le direttrici della strategia impostata a medio lungo termine.

Nel 2015 sono state connesse alle nostre reti circa 530 mila nuove utenze, aumentando il numero dei clienti serviti in tutto il mondo a 61,5 milioni, rafforzando dunque, anche in questo caso, la posizione di preminenza di Enel a livello globale.

In Italia è stato raggiunto il significativo traguardo di 10 milioni di clienti serviti sui mercati liberi dell'elettricità e del gas.

Nell'ambito del programma di gestione attiva del portafoglio, nel 2015 sono state perfezionate dismissioni per circa 1,6 miliardi di euro, tra cui alcuni asset idroelettrici in Italia, alcune quote di minoranza nelle rinnovabili negli Stati Uniti e asset rinnovabili in Portogallo.

Inoltre, è stato raggiunto l'accordo per la cessione della partecipazione in Slovenské elektrárne da realizzare in due tranche: la prima nel 2016 e la seconda al termine della costruzione delle nuove unità 3 e 4 presso la centrale nucleare di Mochovce.

Con particolare riferimento all'Italia, nel corso del 2015 è stato lanciato Futur-E, un progetto di dismissione definitiva e riqualificazione degli impianti di generazione che hanno esaurito, o stanno per esaurire, il proprio ciclo di vita. Nel caso specifico, si tratta di 23 centrali termoelettriche (per un totale di circa 13 GW) per le quali Enel intende identificare, insieme a tutti gli stakeholder, soluzioni sostenibili per salvaguardare l'occupazione e, laddove possibile, la vocazione industriale e produttiva dei siti.

Sempre in Italia, Enel ha avviato alcune iniziative che avranno significativi risvolti per la crescita industriale del Paese. Innanzitutto, il piano di sostituzione, nei prossimi anni, di circa 32 milioni di smart meter; un progetto che consentirà l'abilitazione di servizi innovativi, con rilevanti vantaggi per i clienti e per l'intero sistema elettrico nazionale. Inoltre, con l'avvio del progetto che ha recentemente portato alla costituzione della nuova società Enel Open Fiber, sono state gettate le basi per un importante sviluppo infrastrutturale (che in futuro potrebbe essere replicato anche in altri Paesi): una rete nazionale in banda ultra larga. Si tratta di un'iniziativa aperta a tutti gli stakeholder interessati, che contribuirà a digitalizzare l'intero Paese entro il 2020, in coerenza con gli obiettivi nazionali.

Un altro avvenimento importante è stato EXPO 2015, un'iniziativa alla quale Enel ha partecipato come Official Global Partner, realizzando la prima smart city "greenfield" al mondo e uno showroom per mostrare le tecnologie più innovative di Enel alle circa 800 mila persone che lo hanno visitato.

Con l'obiettivo di semplificare la struttura societaria del Gruppo, è stato avviato il programma di riassetto societario in America Latina; una decisione fondamentale per lo sviluppo del business in quell'area geografica, che prevede la separazione delle attività di generazione e distribuzione in Cile da quelle degli altri Paesi latinoamericani (Argentina, Brasile, Colombia e Perù). Un'operazione che consentirà di eliminare le duplicazioni e le sovrapposizioni esistenti, migliorare la visibilità dei vari business e Paesi, rendere più veloci e snelli i processi decisionali e massimizzare la creazione di valore.

Inoltre, a fine 2015 è stato avviato il processo di integrazione di Enel Green Power in Enel: questa operazione consente di aumentare l'interesse economico nel veicolo di crescita maggiore del Gruppo nei prossimi anni e di accelerare lo sviluppo nel mercato globale delle rinnovabili, migliorando allo stesso tempo le sinergie con il resto del Gruppo, e consentendo una maggiore flessibilità nel programma di rotazione strutturale degli asset.

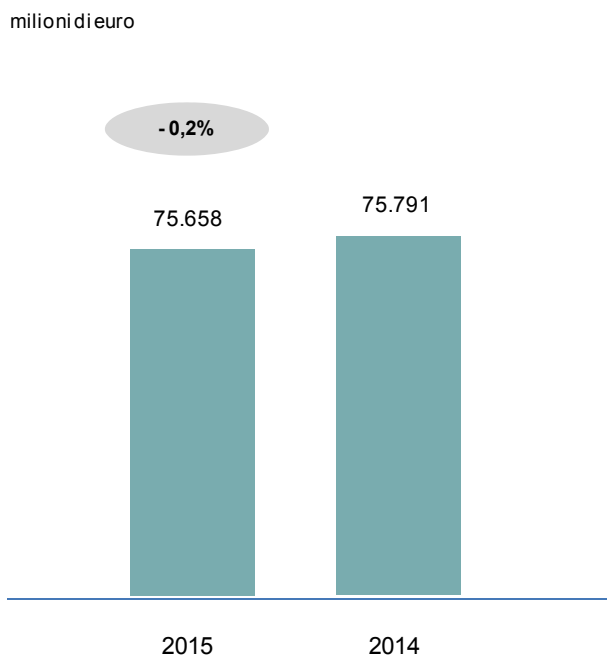
Nel 2015, Enel è stata riconosciuta – unica tra le utilities – nella lista Change the World di Fortune tra le prime 5 aziende in grado di cambiare il mondo, ed è stata nominata nel Board del Global Compact delle Nazioni Unite. E proprio con riferimento ai nuovi Obiettivi di Sviluppo Sostenibile adottati dalle Nazioni Unite, Enel si è voluta impegnare per dare un contributo concreto attraverso la realizzazione di progetti finalizzati a: i) garantire l'accesso universale a forme di energia rinnovabile, ii) contrastare i cambiamenti climatici e i suoi effetti, iii) supportare l'accesso all'educazione e iv) contribuire alla crescita economica, inclusiva e sostenibile, delle comunità dei Paesi in cui il Gruppo opera. Enel, a dimostrazione del suo impegno per lo sviluppo sostenibile, ha integrato sin da subito tali obiettivi nella propria strategia e nei processi di rendicontazione della sostenibilità.

Nel corso del 2016, Enel completerà il processo di integrazione di Enel Green Power, la riorganizzazione societaria in America Latina, avvierà la campagna di installazione degli smart meter e lo sviluppo del business plan di Enel Open Fiber. Progetti concreti che ben rappresentano i pilastri del nostro piano strategico 2016-2019: miglioramento dell'efficienza operativa, crescita industriale, semplificazione di Gruppo, gestione attiva del portafoglio e remunerazione degli azionisti. Sono queste le basi per costruire l'Enel del futuro.

Sintesi dei risultati

Dati economici

Ricavi



I **ricavi** del 2015 sono pari a 75.658 milioni di euro, con un decremento pari a 133 milioni di euro (-0,2%) rispetto al 2014. Tale leggera contrazione è da attribuirsi alle minori vendite di energia elettrica, parzialmente compensate da maggiori ricavi per vendite di combustibili e gas. I maggiori ricavi in Italia, soprattutto nella distribuzione per effetto delle modifiche regolatorie relative al trasporto energia (delibera AAEGSI n. 654/15 e n. 655/14) e in America Latina, in particolare per effetto della Resolución n. 32/2015 in Argentina e dell'acquisizione, a partire dall'aprile

2014, del controllo di Gas Atacama in Cile, hanno in parte compensato l'impatto negativo relativo alla variazione dei tassi di cambio delle altre valute locali, in particolare in Brasile, Colombia e Russia, rispetto all'euro (pari a circa 773 milioni di euro).

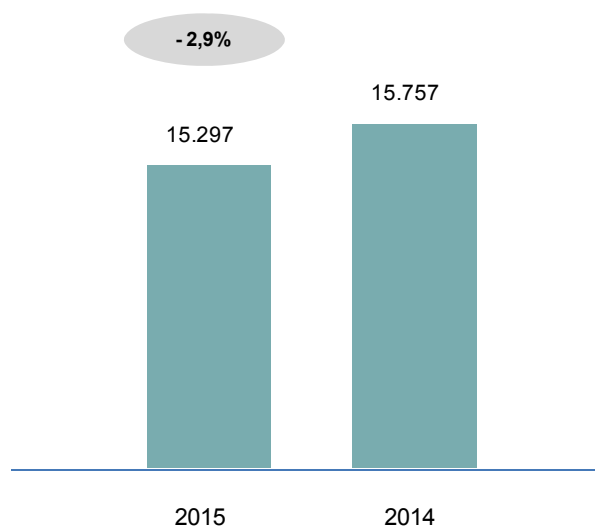
Inoltre, si segnala che i ricavi del 2015 includono la plusvalenza realizzata dalla cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro, il negative goodwill e la contestuale rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo a seguito dell'acquisizione di 3Sun per complessivi 116 milioni di euro; nell'analogo periodo dell'esercizio precedente includevano la plusvalenza realizzata attraverso la cessione di LaGeo (123 milioni di euro), l'adeguamento del prezzo di vendita (82 milioni di euro) della società Artic Russia, ceduta a fine 2013, e la rimisurazione al fair value (per 50 milioni di euro) delle attività nette di SE Hydropower, a seguito della perdita del controllo nella suddetta società avvenuta agli inizi dell'esercizio 2014.

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Italia	39.644	38.389	1.255	3,3%
Penisola Iberica	20.105	20.952	(847)	-4,0%
America Latina	10.627	9.648	979	10,1%
Europa dell'Est	4.831	5.299	(468)	-8,8%
Energie Rinnovabili	3.011	2.921	90	3,1%
Altro, elisioni e rettifiche	(2.560)	(1.418)	(1.142)	-80,5%
Totale	75.658	75.791	(133)	-0,2%

Margine operativo lordo

milioni di euro



Il **margine operativo lordo** del 2015 è pari a 15.297 milioni di euro, si decrementa del 2,9% rispetto al 2014. In particolare, considerato che i sopracitati effetti derivanti da operazioni straordinarie sono sostanzialmente neutri, la

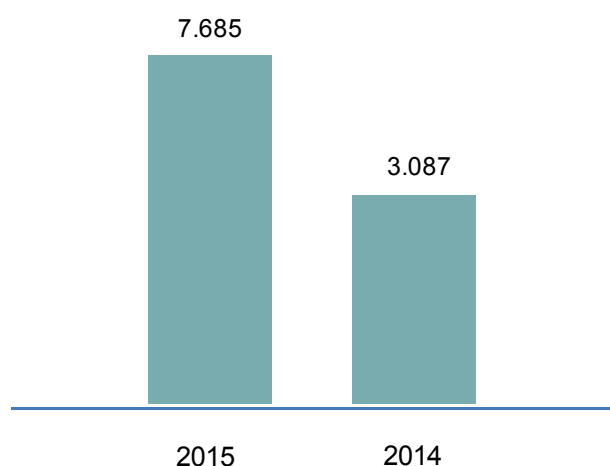
variazione trova riscontro nell'andamento negativo dei tassi di cambio, nella formalizzazione di alcuni accordi nel quarto trimestre del 2015 per l'uscita anticipata di personale in Italia e Spagna, nonché nel minor margine da generazione di energia elettrica da fonti convenzionali. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle efficienze realizzate, da alcune modifiche regolatorie che hanno influenzato positivamente i risultati e dalla nuova normativa, introdotta a luglio 2015 in Slovacchia, che ha consentito il rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare esausto. In particolare, l'impatto della variazione dei tassi di cambio delle altre valute rispetto all'euro è negativo per circa 107 milioni di euro, quale saldo netto tra il deprezzamento di alcune valute (tra cui rublo russo, pesos colombiano e real brasiliano) e l'apprezzamento di altre (in particolare pesos cileno, dollaro statunitense e sol peruviano) rispetto all'euro.

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Italia	6.098	6.343	(245)	-3,9%
Penisola Iberica	3.111	3.203	(92)	-2,9%
America Latina	3.167	3.092	75	2,4%
Europa dell'Est	1.308	1.210	98	8,1%
Energie Rinnovabili	1.826	1.938	(112)	-5,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(213)	(29)	(184)	-
Totale	15.297	15.757	(460)	-2,9%

Risultato operativo

milioni di euro



Il **risultato operativo** del 2015 ammonta a 7.685 milioni di euro, con un incremento di 4.598 milioni di euro rispetto al 2014 (3.087 milioni di euro); la variazione trova riscontro, oltre che nei minori ammortamenti, nelle minori perdite di valore rilevate sulle attività materiali e immateriali. In particolare la suddetta variazione discende prevalentemente dai seguenti effetti contrapposti:

- > gli impairment dell'attivo fisso del 2014 che erano principalmente riferiti alla generazione italiana, slovacca e russa, a talune attività in Spagna, alle rinnovabili in Grecia, al tolling di Marcinelle Energie e ai diritti di sfruttamento delle acque di Aysen per un totale di circa 6.427 milioni di euro;
- > gli impairment dell'attivo fisso del 2015 che sono prevalentemente riferiti agli asset di generazione russi e rinnovabili rumeni a seguito del mutare degli scenari di mercato e regolatori e agli asset slovacchi al fine di riallinearne il valore contabile al presumibile valore di realizzo, a cui si aggiunge l'impairment delle attività nette relative all'upstream gas, a seguito di alcune difficoltà nella prosecuzione dei progetti e del diverso scenario dei prezzi nel mercato globale dei combustibili, per un totale di circa 1.787 milioni di euro.

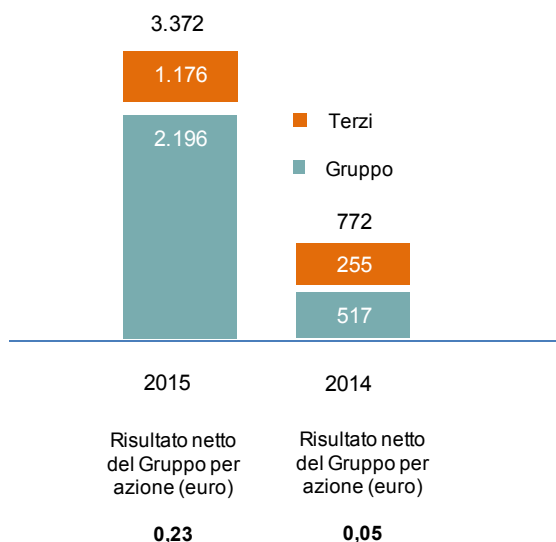
Tali effetti sono parzialmente bilanciati dalla sopracitata riduzione del margine operativo lordo.

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Italia	4.005	1.918	2.087	-
Penisola Iberica	1.397	1.240	157	12,7%
America Latina	2.241	1.549	692	44,7%
Europa dell'Est	(499)	(2.676)	2.177	-81,4%
Energie Rinnovabili	879	1.124	(245)	-21,8%
Altro, elisioni e rettifiche	(338)	(68)	(270)	-
Totale	7.685	3.087	4.598	-

Risultato netto

milioni di euro



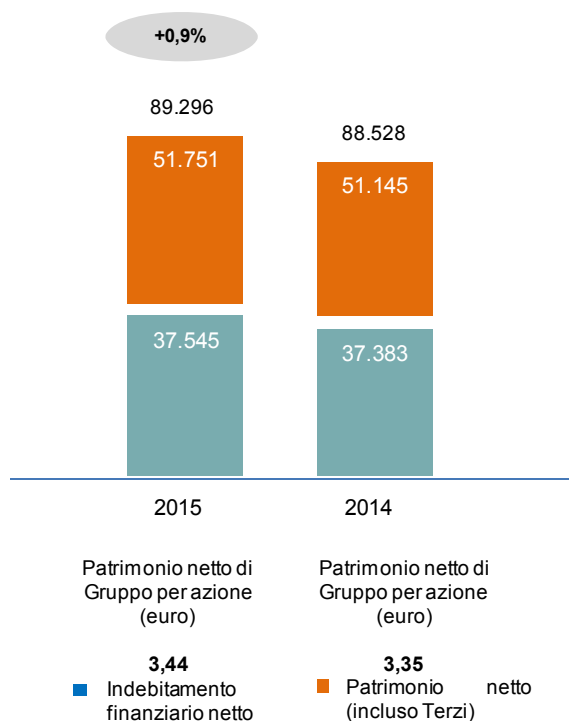
Il **risultato netto del Gruppo** del 2015 ammonta a 2.196 milioni di euro rispetto ai 517 milioni di euro dell'esercizio precedente. In particolare, al sopracitato incremento del risultato operativo si aggiungono minori oneri finanziari netti (prevalentemente connessi a minori interessi sull'indebitamento e ad alcune partite non ricorrenti), i cui effetti sono solo parzialmente compensati dal maggior peso delle imposte sul reddito. Queste ultime risentono di numerose partite non ricorrenti, tra cui si segnalano: a) le maggiori imposte anticipate, rilevate nel 2014 da Enel Iberoamerica per un ammontare di 1.392 milioni di euro a seguito della riorganizzazione delle partecipazioni in Spagna e in America Latina; b) i benefici fiscali derivanti dall'eliminazione a fine 2014 per l'incostituzionalità dell'aliquota addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"); c) la modifica circa la deducibilità dei costi del personale ai fini IRAP; d) i nuovi regimi fiscali, in Spagna, Perù, Cile e Colombia che hanno generato impatti sulla fiscalità differita; e) l'applicazione della nuova legge di stabilità italiana approvata a dicembre 2015 che riduce l'aliquota IRES dal 27,5% al 24% con decorrenza 1° gennaio 2017;.

A tali effetti si aggiunge, infine, il maggior peso delle interessenze di terzi, principalmente riferibili alla cessione del 21,92% di Endesa, avvenuta nel quarto trimestre 2014.

Dati patrimoniali e finanziari

Capitale investito netto

milioni di euro

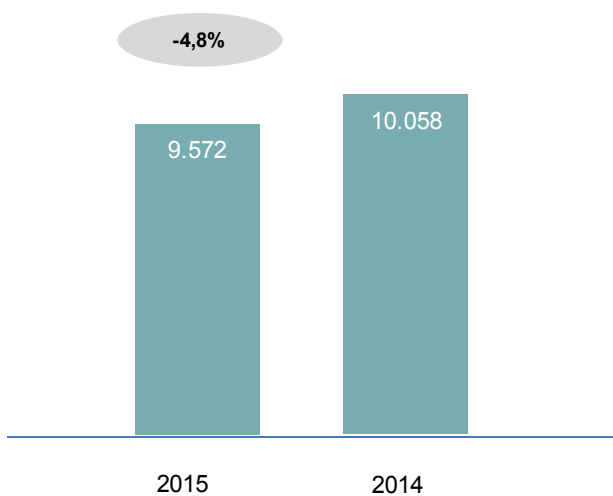


Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 1.490 milioni di euro (prevalentemente relative a Slovenské elektrárne), ammonta a 89.296 milioni di euro al 31 dicembre 2015 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.751 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.545 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2015, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,73 (0,73 al 31 dicembre 2014).

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta a 37.545 milioni di euro, registrando un incremento di 162 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, a motivo del fabbisogno generato dagli investimenti del periodo, dal pagamento dei dividendi e dall'andamento dei tassi di cambio.

Cash flow da attività operativa

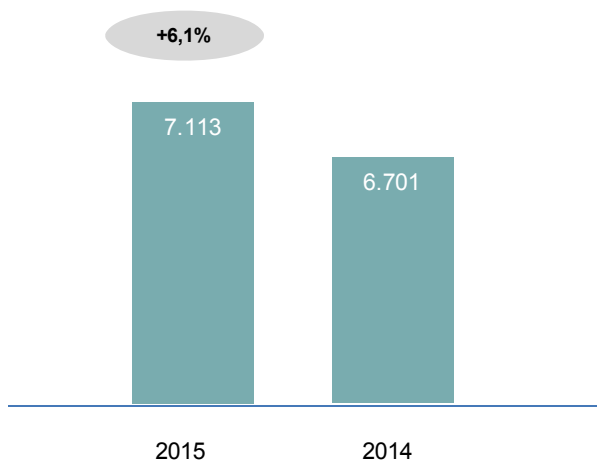
milioni di euro



Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2015 è pari a 9.572 milioni di euro, in decremento di 486 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente.

Investimenti

milioni di euro



Gli **investimenti**, pari a 7.113 milioni di euro nel 2015 (di cui 6.353 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), rilevano un incremento di 412 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014.

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Italia ⁽¹⁾	1.562	1.460	102	7,0%
Penisola Iberica	985	993	(8)	-0,8%
America Latina	1.819	1.609	210	13,1%
Europa dell'Est ⁽²⁾	229	936	(707)	-75,5%
Energie Rinnovabili	2.466	1.658	808	48,7%
Altro, elisioni e rettifiche	52	45	7	15,6%
Totale	7.113	6.701	412	6,1%

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

(2) Il dato non include 648 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

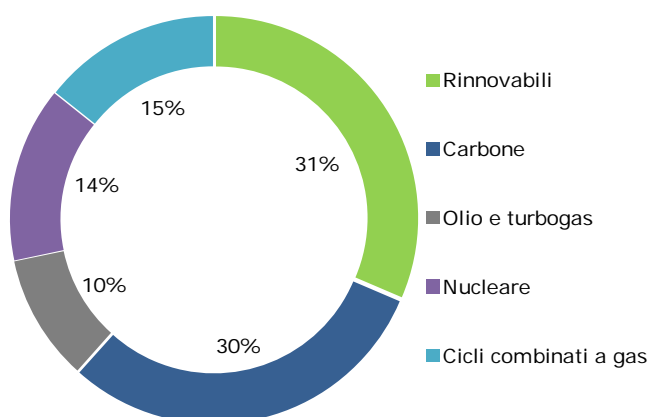
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
	2015			2014		
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	68,5	215,5	284,0	71,8	211,3	283,1
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh)	226,6	190,8	417,4	223,0	188,1	411,1
Energia venduta da Enel (TWh)	⁽¹⁾ 88,0	172,1	260,1	87,6	173,4	261,0
Vendite di gas alla clientela finale (Miliardi di m ³)	4,1	4,8	8,9	3,5	4,3	7,8
Dipendenti alla fine del periodo (n.)	⁽²⁾ 33.040	34.874	67.914	33.405	35.556	68.961

(1) Escluse cessioni ai rivenditori.

(2) Include 4.301 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2015 (4.486 unità al 31 dicembre 2014).

L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2015 registra un incremento di 0,9 TWh rispetto al valore registrato nel 2014 (+0,3%). In particolare, l'incremento da attribuire alla maggiore produzione realizzata all'estero (+4,2 TWh) è riferito sostanzialmente al maggior apporto della fonte termoelettrica, solo parzialmente compensato dalla minor produzione da fonte rinnovabili che ha scontato nel 2015 una minore disponibilità di risorse. Infine, si segnala che il 31% dell'energia netta prodotta da Enel nel 2015 è da fonte rinnovabile (34% nel 2014).

Energia elettrica netta prodotta per fonte (2015)

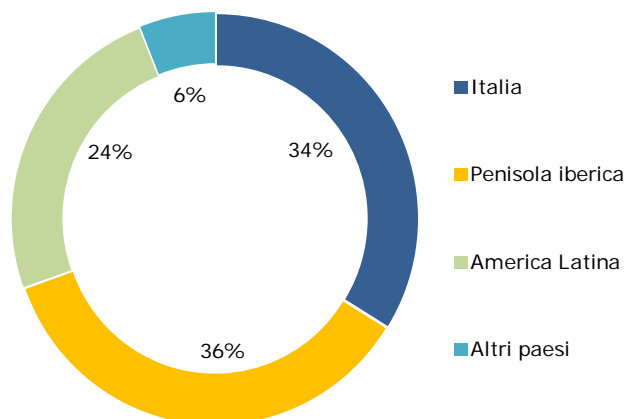


L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 417,4 TWh, in crescita di 6,3 TWh (+1,5%), risentendo sostanzialmente della maggiore domanda di energia elettrica in Spagna e in America Latina, ad eccezione del Brasile.

L'energia venduta da Enel nel 2015 è pari a 260,1 TWh e registra rispetto all'esercizio precedente un decremento di 0,9 TWh (-0,3%).

In particolare le minori vendite realizzate nella Penisola Iberica, per effetto del continuo passaggio dal mercato regolato al mercato libero, sono state solo parzialmente compensate dalle maggiori quantità vendute in Italia e in America Latina.

Energia elettrica venduta per area geografica (2015)



Al 31 dicembre 2015 i dipendenti sono pari a 67.914 unità (-1.047 rispetto alla fine del 2014). La riduzione dell'organico del Gruppo è l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-1.316 risorse) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a +269 unità).

n.

	2015	2014
Italia ⁽¹⁾	28.774	29.656
Penisola Iberica	10.001	10.500
America Latina ⁽²⁾	12.211	12.301
Europa dell'Est ⁽³⁾	10.200	10.411
Rinnovabili	4.309	3.609
Altro, elisioni e rettifiche	2.419	2.484
Totale	67.914	68.961

(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 4.301 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2015 (4.430 unità al 31 dicembre 2014).

Dati ambientali, sociali e di governance

	2015	2014	2015-2014	
Potenza efficiente netta certificata ISO14001 (incidenza % sul totale)	97,6	94,3	3,3	3,5%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽¹⁾	38,1	37,8	0,3	0,8%
Emissioni specifiche di CO2 dalla produzione netta complessiva (gCO ₂ /kWh _{eq}) ⁽²⁾	409	395	14	3,5%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	45,5	47,4	(1,9)	-4,0%
Indice di frequenza infortuni Enel ⁽³⁾	1,27	1,32	(0,05)	-3,8%
Indice di gravità infortuni Enel ⁽⁴⁾	0,05	0,07	(0,02)	-33,4%
Infortuni gravi e mortali Enel	7	4	3	75,0%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici	33	38	(5)	-13,2%
Violazioni accertate del Codice Etico ⁽⁵⁾	32	31	1	3,2%

- (1) Percentuali calcolate secondo la nuova metodologia che non considera gli impianti Italia oil and gas entrati nel programma di dismissione 2015-2016 ed il calore.
- (2) 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).
- (3) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero totale degli infortuni e le ore lavorate espresse in milioni (standard INAIL).
- (4) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero di giorni di assenza per infortuni e le ore lavorate espresse in migliaia (standard INAIL).
- (5) Nel corso del 2015 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2014, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2014 è stato riclassificato da 27 a 31.

Attualmente oltre il 45% della generazione Enel proviene da fonti a zero emissioni. Nel 2015 Enel Green Power ha installato circa 870 MW di nuova capacità da fonte rinnovabile eolica, prevalentemente negli Stati Uniti, Messico, Brasile e nella nuova Country Uruguay, raggiungendo una capacità installata totale per le fonti rinnovabili di 37.033 MW confermando l'impegno del Gruppo verso lo sviluppo della generazione carbon-free, che proseguirà nei prossimi anni.

Con l'ulteriore incremento della generazione dalle rinnovabili previsto nel piano, Enel conferma il proprio obiettivo di carbon neutrality entro il 2050, e un traguardo intermedio al 2020 di riduzione del 25% delle emissioni rispetto al 2007. Questo obiettivo ha ottenuto il riconoscimento "Science Based Target" in quanto allineato agli obiettivi climatici globali. In questo percorso di riduzione si è registrato, rispetto al 2014, un temporaneo incremento del 3,5 % delle emissioni di CO₂, legato a un maggiore utilizzo del parco termoelettrico che ha dovuto compensare, insieme alla produzione eolica, la minore produzione idroelettrica attesa a causa delle scarse precipitazioni verificatesi nel corso dell'anno.

Il rendimento medio del Parco Termoelettrico risulta costante negli ultimi due anni passando dal 37,8% del 2014 al 38,1% del 2015.

La capacità certificata ISO 14001 copre il 97,6% della potenza efficiente netta, in crescita rispetto al 2014 grazie alla nuova capacità installata di Enel Green Power e all'uscita degli impianti marginali prevalentemente dal perimetro italiano.

Gli indici di frequenza e di gravità per infortuni dei dipendenti del Gruppo Enel si sono attestati rispettivamente a 1,27 (riduzione di circa il 4% rispetto al 2014) e 0,05 (riduzione di circa il 33% rispetto allo scorso anno).

Nel 2015 si sono verificati 7 infortuni gravi e mortali che hanno interessato il personale Enel (3 eventi in più del 2014) e 33 infortuni gravi e mortali che hanno coinvolto il personale delle imprese appaltatrici (5 eventi in meno rispetto al 2014).

Il processo di gestione delle segnalazioni al Codice Etico è stato rivisitato per garantire maggior trasparenza, tracciabilità e uniformare i sistemi di valutazione a livello di Gruppo assicurando tempi di analisi congrui. Il nuovo processo ha anche determinato una migliore analisi preliminare delle segnalazioni ricevute, pari a 124 nel corso dell'ultimo anno, di cui 32 sono state classificate come violazioni.

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 principi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e da Enel SpA e contenuti rispettivamente nel bilancio consolidato e nel bilancio d'esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio consolidato e del bilancio d'esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e della Capogruppo nonchè 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" ad 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";
 - dei "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" ad 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. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 5 delle Note di commento al Bilancio consolidato.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Totale ricavi	75.658	75.791	(133)	-0,2%
Totale costi	60.529	59.809	720	1,2%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	168	(225)	393	-
Margine operativo lordo	15.297	15.757	(460)	-2,9%
Ammortamenti e impairment	7.612	12.670	(5.058)	-39,9%
Risultato operativo	7.685	3.087	4.598	-
Proventi finanziari	4.018	3.326	692	20,8%
Oneri finanziari	6.474	6.456	18	0,3%
Totale proventi/(oneri) finanziari	(2.456)	(3.130)	674	21,5%
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	52	(35)	87	-
Risultato prima delle imposte	5.281	(78)	5.359	-
Imposte	1.909	(850)	2.759	-
Risultato delle continuing operations	3.372	772	2.600	-
Risultato delle discontinued operations	-	-	-	-
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	3.372	772	2.600	-
Quota di interessenza del Gruppo	2.196	517	1.679	-
Quota di interessenza di terzi	1.176	255	921	-

Ricavi

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Vendita energia elettrica	46.638	48.062	(1.424)	-3,0%
Trasporto energia elettrica	9.911	9.142	769	8,4%
Corrispettivi da gestori di rete	826	783	43	5,5%
Contributi da casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici	1.152	1.857	(705)	-38,0%
Vendita gas	4.045	3.628	417	11,5%
Trasporto gas	509	459	50	10,9%
Plusvalenze da alienazione e negative goodwill su acquisizioni di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	313	292	21	7,2%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche del controllo	80	82	(2)	-2,4%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	52	32	20	62,5%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	12.132	11.454	678	5,9%
Totale	75.658	75.791	(133)	-0,2%

Nel 2015 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 46.638 milioni di euro con un decremento di 1.424 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-3,0%). Tale decremento è sostanzialmente da collegare ai seguenti fattori:

- > riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 1.073 milioni di euro, prevalentemente connessa ai minori ricavi da vendita in Russia per effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro e delle minori quantità vendute sulle Borse nazionali dell'energia elettrica;
- > incremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 61 milioni di euro, essenzialmente connesso ad un incremento delle vendite sul mercato libero in Spagna e America Latina (e in particolar modo in Brasile e Cile per l'effetto congiunto delle maggiori quantità vendute e del favorevole andamento del tasso di cambio del peso cileno), parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi in Italia. In particolare, i ricavi conseguiti sui mercati liberi si incrementano di 368 milioni di euro nel 2015, solo parzialmente compensati dai minori ricavi sui mercati regolati per 307 milioni di euro;
- > diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 412 milioni di euro, conseguente ai minori volumi intermediati.

I ricavi **da trasporto di energia elettrica** ammontano nel 2015 a 9.911 milioni di euro, con un incremento di 769 milioni di euro. Tale andamento è riferibile prevalentemente al mercato italiano in applicazione della modifica regolatoria intervenuta con la delibera AEEGSI n. 654/15 che ha eliminato il c.d. "lag temporale", oltre che all'effetto positivo derivante dall'incremento delle tariffe di trasmissione a seguito della deliberazione n. 655/14 della stessa Autorità che ha aggiornato per l'anno 2015, le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica dei clienti domestici.

I ricavi per **contributi ricevuti da casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici** sono pari, nel 2015, a 1.152 milioni di euro, in diminuzione di 705 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, la riduzione è relativa all'area extrapeninsulare spagnola, ove l'effetto congiunto delle

maggiori vendite e del calo dei prezzi dei combustibili ha più che compensato l'impatto di alcune partite pregresse rilevate nel 2014 a seguito di modifiche regolatorie.

I ricavi per **vendita di gas** nel 2015 sono pari a 4.045 milioni di euro con un incremento di 417 milioni di euro (+11,5%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente delle maggiori ricavi nella Penisola iberica e sul mercato domestico, determinati da un forte incremento dei volumi trattati ed in presenza di prezzi medi unitari in decrescita.

I ricavi per **trasporto di gas** nel 2015 sono pari a 509 milioni di euro con un incremento di 50 milioni di euro (+10,9%) registrando un andamento analogo a quello delle vendite della commodity stessa.

La voce relativa alle **plusvalenze e al negative goodwill** ammonta nel 2015 a 313 milioni di euro con un incremento di 21 milioni di euro (+7,2%) e sono prevalentemente riferibili per 141 milioni di euro alla vendita della società Se Hydropower, per 15 milioni di euro alla plusvalenza derivante dalla vendita della società SF Energy e per 76 milioni di euro al negative goodwill relativo all'acquisizione del controllo di 3SUN. Nel 2014 tale voce era riferita principalmente all'adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia (82 milioni di euro), per il verificarsi delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita e ad alcune plusvalenze realizzate da EGP derivanti principalmente dalla cessione di LaGeo (123 milioni di euro) e di EGP France (31 milioni di euro).

I proventi da **rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nel 2015 ammontano a 80 milioni di euro (82 milioni di euro nel 2014). In particolare, i proventi relativi al 2015 si riferiscono per 40 milioni di euro e per 29 milioni di euro all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all'acquisizione del pieno controllo rispettivamente della società 3SUN e del Consorzio Eneop. Nel corrispondente periodo del 2014 tale voce era riferibile all'adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo residue (i) dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell'assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) 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).

Le **plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali** nel 2015 sono pari a 52 milioni di euro (32 milioni di euro nel 2014) e sono prevalentemente riferibili alle dismissioni ordinarie del periodo.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2015 a 12.132 milioni di euro (11.454 milioni di euro nell'esercizio precedente) con un incremento di 678 milioni di euro rispetto al 2014 (+5,9%).

La variazione è dovuta principalmente:

- > all'aumento per 1.452 milioni di euro dei ricavi da vendita di combustibili per trading, comprensivi dei ricavi per il servizio di shipping, che risentono delle maggiori quantità vendute nei mercati internazionali;
- > alle minori vendite di certificati ambientali, oltre che ai minori contributi ricevuti per gli stessi, con un effetto complessivo di 945 milioni di euro;
- > alle modifiche regolatorie in Argentina introdotte con la *Resolucion* n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi in base ad un quadro teorico e al *Mecanismo de Monitoreo de Costes* con un impatto positivo complessivo rispetto al 2014 di 247 milioni di euro;

- > al negative goodwill di 98 milioni di euro derivante per 76 milioni di euro dall'acquisizione di 3Sun e per 11 milioni dall'allocazione definitiva del fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte in Sud Africa.

Costi

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Acquisto di energia elettrica	22.218	23.317	(1.099)	-4,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	5.570	5.944	(374)	-6,3%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	10.087	7.909	2.178	27,5%
Materiali	1.078	2.275	(1.197)	-52,6%
Costo del personale	5.313	4.864	449	9,2%
Servizi e godimento beni di terzi	15.148	14.662	486	3,3%
Altri costi operativi	2.654	2.362	292	12,4%
Costi capitalizzati	(1.539)	(1.524)	(15)	-1,0%
Totale	60.529	59.809	720	1,2%

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nel 2015 di 1.099 milioni di euro rispetto al 2014, con una riduzione del 4,7%. Tale andamento riflette principalmente i minori acquisti effettuati mediante la stipula di contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri (972 milioni di euro nel 2015), e i minori costi di acquisto di energia elettrica effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (223 milioni).

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al 2015 sono pari a 5.570 milioni di euro, registrando un decremento di 374 milioni di euro (-6,3%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. Il decremento risente della riduzione dei prezzi medi unitari dei combustibili che ha più che compensato il maggior fabbisogno connesso all'incremento di energia generata da fonte termoelettrica.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 10.087 milioni di euro nel 2015, con un incremento di 2.178 milioni di euro rispetto al 2014. La variazione riflette principalmente la relativa attività di intermediazione effettuata sul mercato delle suddette commodity, già commentata nei ricavi, nonché la necessità di coprire il maggior fabbisogno per le vendite ai clienti finali.

I costi per **materiali** ammontano nel 2015 a 1.078 milioni di euro, con un decremento di 1.197 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Il decremento registrato è dovuto principalmente al minor approvvigionamento di quote CO₂ e certificati verdi connessa all'andamento al ribasso di tali mercati.

Il **costo del personale** è pari nel 2015 a 5.313 milioni di euro, con un incremento del +9,2% rispetto al 2014. La variazione trova sostanzialmente riscontro:

- > nell'aumento dei costi per incentivo all'esodo relativi ai nuovi accordi per le uscite incentivate sottoscritti in Italia, nel mese di dicembre 2015, in accordo con l'art.4 della legge n. 92/2012 (per 1.128 milioni di euro includendo l'effetto derivante da tali accordi anche sugli altri benefici ai dipendenti), nonché al maggior costo (90 milioni di euro) per l'introduzione di meccanismi di esodo incentivato nei due esercizi in Spagna (Plan de Salida);

- > al rilascio (902 milioni di euro) del fondo sconto energia relativo agli ex dipendenti italiani, in virtù della revoca unilaterale del beneficio effettuata nel quarto trimestre 2015;
- > nell'aumento dei costi in America Latina a seguito delle maggiori consistenze medie e dell'incremento dei costi medi unitari; tale variazione è particolarmente significativa in Argentina a seguito del rinnovo del contratto collettivo di lavoro;
- > nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2015 è pari a 67.914 dipendenti, di cui 34.874 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del 2015 si decrementa di 1.047 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.316 unità) e delle variazioni di perimetro (+269 unità) sostanzialmente riconducibili all'acquisizione dell'ulteriore 66% di 3SUN (che ne ha consentito il controllo e il conseguente consolidamento integrale) e della società indiana BLP Energy e alla cessione del gruppo Eneop e di altre società portoghesi operanti nel settore delle rinnovabili.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2014 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2014	68.961
Assunzioni	2.695
Cessazioni	(4.011)
Variazioni di perimetro	269
Consistenza al 31 dicembre 2015	67.914

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del 2015 ammontano a 15.148 milioni di euro, con un incremento di 486 milioni di euro rispetto all'esercizio 2014. L'andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettori passivi (139 milioni di euro), ai maggiori oneri di accesso alla rete (129 milioni di euro nel 2015), e ad altri servizi connessi al business elettrico (83 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi** nel 2015 ammontano a 2.654 milioni di euro con un incremento di -292 milioni di euro rispetto al 2014 che risente essenzialmente:

- > dei maggiori oneri accantonati, per 328 milioni di euro, a titolo di compensazione per la revoca unilaterale, ai pensionati italiani, del beneficio dello sconto energia a partire dal 31 dicembre 2015;
- > dei maggiori accantonamenti della generazione spagnola per l'abbandono del progetto di Hidromondego (circa 46 milioni di euro) e per i maggiori oneri relativi ai certificati CO₂ (56 milioni di euro a seguito dei maggiori volumi di emissioni che hanno contraddistinto il 2015. L'impatto è stato solo parzialmente compensato dalla riduzione dei prezzi degli EUAs nel corso del 2015; dei minori oneri del *Bono social*, per circa 45 milioni di euro, a carico delle società elettriche spagnole, a seguito dell'introduzione dell'ordinanza ministeriale n.350/2014;
- > del rilascio del fondo rischi e oneri per 136 milioni di euro rilevato a fine 2014 in Slovacchia.
- > del rilascio del fondo rischi e oneri (63 milioni di euro), rilevato nei primi nove mesi del 2014, a seguito dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione con A2A e A2A Reti Elettriche;
- > dei maggiori oneri di Enel Distribuzione, per 207 milioni di euro, relativi ai titoli di efficienza energetica a seguito dei maggiori volumi di titoli acquistati per gli obblighi di compliance e soprattutto del cambiamento normativo previsto con delibera n. 13/2014 dall'AEEGSI che ha introdotto un nuovo meccanismo di reintegro;
- > del rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato ad esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto.

Nel 2015 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.539 milioni di euro, con un andamento sostanzialmente in linea con quello del corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 168 milioni di euro nel 2015 (negativi per 225 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al 2015 sono riconducibili ai proventi netti realizzati nel periodo per 472 milioni di euro (43 milioni di euro nel 2014) e agli oneri netti da valutazione al fair value dei contratti derivati in essere alla fine del periodo per 304 milioni di euro (268 milioni di euro nel 2014).

Gli **ammortamenti e perdite di valore** del 2015 sono pari a 7.612 milioni di euro, registrando un decremento di 5.058 milioni di euro. Il decremento è sostanzialmente riferibile alle perdite di valore rilevate a esito degli impairment test per adeguare il valore degli asset al loro presumibile valore di realizzo nel caso di attività nette "possedute per la vendita". In particolare, mentre nel 2014, tali perdite di valore ammontavano complessivamente a 6.427 milioni di euro (da riferire sostanzialmente agli impianti di generazione in Italia, Russia e Slovacchia nonché ai diritti di sfruttamento delle acque nella regione cilena di Aysen), le perdite di valore rilevate nel corso del 2015 hanno riguardato le CGU Enel Russia (899 milioni di euro), Enel Green Power Romania (155 milioni di euro), gli asset di esplorazione di upstream gas (per 159 milioni di euro) e Slovenské elektrárne (574 milioni di euro), quest'ultima per riallineare il valore degli attivi netti al presumibile valore di realizzo.

Inoltre, a tali effetti si aggiungono anche i minori ammortamenti per 317 milioni di euro che risentono dell'andamento dei tassi di cambio, nonché della riduzione dei valori di libro assoggettati ad ammortamento a seguito delle citate perdite di valore rilevate, solo parzialmente compensati dai maggiori adeguamenti netti al valore di realizzo dei crediti commerciali per 68 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2015 ammonta a 7.685 milioni di euro, con un incremento di 4.598 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** pari a 2.456 milioni di euro subiscono, nel 2015, un decremento di 674 milioni di euro, da riferire prevalentemente a:

- > minori interessi netti per 129 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del minor indebitamento finanziario netto medio;
- > maggiori oneri netti su cambi a seguito dell'oscillazione dei tassi di cambio per complessivi 236 milioni di euro;
- > maggiori proventi netti su strumenti finanziari derivati (a copertura sia dei tassi che dei cambi) per 452 milioni di euro;
- > minori oneri per interessi passivi da attualizzazione dei fondi per benefici ai dipendenti e per incentivo all'esodo per 86 milioni di euro;
- > al decremento degli altri oneri finanziari netti per 240 milioni di euro, da riferire prevalentemente all'adeguamento negativo, registrato nel 2014, delle attività finanziarie relative ai servizi in concessione in Brasile e dell'impairment del 2014 relativo al credito finanziario verso Elcogas oltre ai maggiori interessi capitalizzati, anche in ragione dei maggiori investimenti effettuati.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** del 2015 è positiva per complessivi 52 milioni di euro.

Le **imposte** del 2015 ammontano a 1.909 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato ante imposte del 36,1%, mentre le imposte del 2014 erano negative per 850 milioni di euro. Il maggiore ammontare delle imposte del 2015 rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, oltreché risentire del maggior risultato ante imposte, risente essenzialmente:

- > delle minori imposte anticipate nette per 197 milioni di euro a seguito della legge di stabilità approvata a dicembre 2015;
- > dell'impatto positivo derivante dal riconoscimento, nel quarto trimestre 2014, 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 significative perdite di valore rilevate sempre nell'esercizio precedente;

in parte compensato dai seguenti effetti:

- > dell'impatto negativo rilevato nel 2014 per 280 milioni di euro derivante dall'incremento delle aliquote (dal 20% al 27% in maniera progressiva fino al 2018) sancito dalla riforma tributaria in Cile che ha comportato un adeguamento della fiscalità differita netta;
- > in Italia, del beneficio derivante dall'illegittimità costituzionale sancita a fine 2014 in merito all'applicazione dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), di 200 milioni di euro, degli effetti positivi derivanti dalla modifica circa la deducibilità del costo del personale ai fini IRAP, di 50 milioni di euro, della fiscalità in regime di sostanziale esenzione associata alle plusvalenze derivanti dalle cessioni di SE Hydropower e San Floriano Energy, nonché della variazione aliquota IRES dal 27,5% al 24% a partire dal 2017;
- > della variazione dell'aliquota fiscale in Spagna dal 30% al 28%.

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	88.686	89.844	(1.158)	-1,3%
- avviamento	13.824	14.027	(203)	-1,4%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	607	872	(265)	-30,4%
- altre attività/(passività) non correnti nette	1.092	(741)	1.833	-
Totale Attività immobilizzate nette	104.209	104.002	207	0,2%
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	12.797	12.022	775	6,4%
- rimanenze	2.904	3.334	(430)	-12,9%
- crediti netti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici	(4.114)	(2.994)	(1.120)	-37,4%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.518)	(4.827)	(691)	-14,3%
- debiti commerciali	(11.775)	(13.419)	1.644	12,3%
Totale Capitale circolante netto	(5.706)	(5.884)	178	3,0%
Capitale investito lordo	98.503	98.118	385	0,4%
Fondi diversi:				
- Benefici ai dipendenti	(2.284)	(3.687)	1.403	38,1%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.413)	(7.391)	(1.022)	-13,8%
Totale Fondi diversi	(10.697)	(11.078)	381	3,4%
Attività nette possedute per la vendita	1.490	1.488	2	-
Capitale investito netto	89.296	88.528	768	0,9%
Patrimonio netto complessivo	51.751	51.145	606	1,2%
Indebitamento finanziario netto	37.545	37.383	162	0,4%

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2015 a 88.686 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 1.158 milioni di euro. Tale decremento è originato essenzialmente dagli ammortamenti e perdite di valore rilevate nell'esercizio per

5.974 milioni di euro e dall'effetto negativo delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera per 2.455 milioni di euro, queste ultime particolarmente significative relativamente al peso colombiano, al real brasiliano e al rublo russo. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dagli investimenti del periodo (7.713 milioni di euro) e dalla variazione nel perimetro di consolidato (238 milioni di euro). Quest'ultima si riferisce sostanzialmente all'acquisizione del controllo di 3Sun, BLP Energy (società indiana operante nella generazione da fonte rinnovabile) e di alcune società minori operanti nella generazione da fonte rinnovabile negli Stati Uniti; tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla cessione delle società portoghesi della Divisione Energie Rinnovabili e dall'uscita dal perimetro di consolidamento delle società italiane operanti nella generazione da fonte solare (Altomonte, Enel Green Power Strambino Solar e Enel Green Power San Gillio).

L'*avviamento*, pari a 13.824 milioni di euro, presenta un decremento di 203 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. La variazione dell'esercizio è dovuta sostanzialmente, per 257 milioni di euro, alla cessione delle società portoghesi della Divisione Energie Rinnovabili e per 13 milioni di euro alle perdite di valore sull'avviamento di Enel Green Power Romania rilevate a seguito dello sfavorevole scenario di mercato e regolatorio nel paese. Tali decrementi sono stati in parte compensati dagli effetti positivi dell'adeguamento al cambio corrente degli avviamenti espressi in valute diverse dall'euro per 51 milioni di euro (particolarmente significativo per quanto riguarda il dollaro statunitense), nonché dalla rilevazione, per complessivi 6 milioni di euro, dei goodwill riferiti all'acquisizione del controllo di alcune società in Messico da parte della Divisione Energie Rinnovabili.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 607 milioni di euro, in decremento di 265 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Tale decremento risente principalmente della riclassifica tra le attività possedute per la vendita della società Hydro Dolomiti Enel, dei dividendi erogati e della cessione della società portoghese ENEOP inclusa in tale voce nel 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal risultato positivo di pertinenza del Gruppo riferito alle società valutate con l'*equity method*.

Il saldo negativo delle *altre attività/passività non correnti nette* al 31 dicembre 2015 è pari a 1.092 milioni di euro, con un incremento di 1.833 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014 (negativo per 741 milioni di euro).

Tale variazione è imputabile principalmente all'incremento, pari a 1.931 milioni di euro, delle attività nette relative a derivati di cash flow hedge e all'aumento, pari a 41 milioni di euro, del valore delle altre partecipazioni incluso dell'adeguamento a fair value della partecipazione in Bayan Resources. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dal decremento pari a 37 milioni di euro delle attività finanziarie da accordi per servizi in concessione.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 5.706 milioni di euro al 31 dicembre 2015 con un decremento di 178 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- > incremento dei *crediti commerciali*, pari a 775 milioni di euro, principalmente per la modifica ad alcune politiche di incasso rispetto al 2014 nonché agli effetti della Delibera AEEGSI n. 654/2015 che ha comportato un aumento dei ricavi da trasporto di energia elettrica e dei relativi crediti;
- > decremento delle *rimanenze*, pari a 430 milioni di euro, in gran parte riferibile alle minori quantità di scorte di certificati verdi per 216 milioni di euro e di giacenze di gas e altri combustibili per 217 milioni di euro (a seguito del calo dei prezzi medi);
- > decremento dei *crediti netti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici* pari a 1.120 milioni di euro, principalmente in Italia, a seguito della delibera AEEGSI n. 268/2015 (c.d. "Codice di rete") che prevede una differente metodologia nella determinazione delle componenti

tariffarie A e UC. A tale effetto si aggiunge il decremento dei crediti netti derivante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia;

- > decremento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 691 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
 - riduzione dei crediti netti per imposte sul reddito per 485 milioni di euro; Tale andamento è sostanzialmente correlabile ai pagamenti di imposte sul reddito per 1.516 milioni di euro, più che compensati dalla rilevazione delle imposte correnti (al netto delle rettifiche degli anni precedenti) pari a 2.042 milioni di euro;
 - decremento delle altre passività correnti nette per 333 milioni di euro, di cui 241 milioni di euro per effetto del pagamento dei debiti connessi ai dividendi da erogare iscritti nel 2014 principalmente relativi alle società colombiane;
 - minori attività finanziarie correnti nette per 363 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alla variazione negativa del fair value degli strumenti derivati, solo parzialmente compensata dall'incremento dei risconti attivi netti finanziari;
 - incremento degli altri debiti tributari netti diversi dalle imposte sul reddito per 156 milioni di euro, riferibili essenzialmente alle imposte erariali e addizionali sui consumi di energia elettrica e di gas metano;
- > decremento dei debiti commerciali, pari a 1.644 milioni di euro, principalmente in Italia anche a seguito del calo dei costi per acquisto di energia elettrica e materiali.

I **fondi diversi**, pari a 10.697 milioni di euro, registrano un decremento di 381 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre ai seguenti fattori:

- > decremento del fondo TFR e degli altri piani a benefici relativi al personale per 1.402 milioni di euro, principalmente per effetto della revoca unilaterale del beneficio dello sconto energia ai pensionati italiani a partire dal 31 dicembre 2015;
- > incremento dei fondi rischi e oneri per 1.559 milioni di euro; tale variazione è prevalentemente imputabile agli accantonamenti al fondo oneri per incentivi all'esodo in seguito ai nuovi accordi per le uscite incentivate, sottoscritti nel mese di dicembre 2015, in accordo con l'art. 4 della legge 92/2012 in Italia, all'introduzione di un nuovo meccanismo di esodo incentivato (Plan de Salida) in Spagna, nonché al riconoscimento di una somma "una tantum" secondo quanto previsto dagli accordi con le Organizzazioni Sindacali per gli ex beneficiari dello sconto energia in Italia;
- > diminuzione della passività per imposte differite nette per 513 milioni di euro, relativa principalmente alle differenze cambio sulle passività fiscali differite nette riferite alle società aventi valuta diversa dall'euro e al rilascio parziale dei crediti netti per imposte anticipate in seguito alla variazione dell'aliquota IRES in Italia dal 27,5% al 24% a partire dal 1° gennaio 2017, stabilito dalla legge di stabilità del 2016.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 1.490 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (1.488 milioni di euro al 31 dicembre 2014), includono le attività nette, valutate sulla base del presumibile valore di realizzo, desumibile dallo stato attuale delle trattative, delle società Slovenské elektrárne, Hydro Dolomiti Enel, Compostilla 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. Si segnala la cessione, avvenuta nel corso del 2015, delle società SE Hydropower e SF Energy classificate in tale voce lo scorso anno.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2015 è pari a 89.296 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 51.751 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.545 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2015, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 73% (73% al 31 dicembre 2014).

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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	6.863	7.022	(159)	-2,3%
- obbligazioni	35.987	39.749	(3.762)	-9,5%
- debiti verso altri finanziatori	2.022	1.884	138	7,3%
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>44.872</i>	<i>48.655</i>	<i>(3.783)</i>	<i>-7,8%</i>
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.335)	(2.701)	366	13,6%
Indebitamento netto a lungo termine	42.537	45.954	(3.417)	-7,4%
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	844	824	20	2,4%
- altri finanziamenti a breve verso banche	180	30	150	-
<i>Indebitamento bancario a breve termine</i>	<i>1.024</i>	<i>854</i>	<i>170</i>	<i>19,9%</i>
Obbligazioni (quota a breve)	4.570	4.056	514	12,7%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	319	245	74	30,2%
Commercial paper	213	2.599	(2.386)	-91,8%
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.698	457	1.241	-
Altri debiti finanziari a breve termine	64	166	(102)	-61,4%
<i>Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine</i>	<i>6.864</i>	<i>7.523</i>	<i>(659)</i>	<i>-8,8%</i>
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(769)	(1.566)	797	50,9%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(147)	(177)	30	16,9%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.020)	(1.654)	634	38,3%
Altri crediti finanziari a breve termine	(304)	(323)	19	5,9%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(10.640)	(13.228)	2.588	19,6%
<i>Disponibilità e crediti finanziari a breve</i>	<i>(12.880)</i>	<i>(16.948)</i>	<i>4.068</i>	<i>24,0%</i>
Indebitamento netto a breve termine	(4.992)	(8.571)	3.579	41,8%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	37.545	37.383	162	0,4%
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	841	620	221	35,6%

L'indebitamento finanziario netto è pari a 37.545 milioni di euro al 31 dicembre 2015, con un incremento di 162 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un decremento di 3.417 milioni di euro, per l'effetto congiunto della diminuzione dei crediti finanziari a lungo termine per 366 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo per 3.783 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

- > i finanziamenti bancari, pari a 6.863 milioni di euro, registrano un decremento di 159 milioni di euro dovuto principalmente alla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi dei finanziamenti bancari a lungo termine, il cui effetto è parzialmente compensato del tiraggio di finanziamenti da parte delle società latino americane per un controvalore complessivo di 266 milioni di euro e da parte di Endesa di un finanziamento BEI per un controvalore di 300 milioni di euro;

- > e obbligazioni, pari a 35.987 milioni di euro, presentano un decremento di 3.762 milioni di euro rispetto a fine 2014 principalmente per effetto di :
 - riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui un prestito obbligazionario a tasso variabile per 1.000 milioni di euro e uno a tasso fisso per 2.000 milioni di euro, entrambi emessi da Enel SpA ed in scadenza nel mese di febbraio 2016, nonché un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International per 1.082 milioni di euro, in scadenza nel mese di settembre 2016;
 - nuove emissioni effettuate nel 2015, tra cui si segnala l'offerta di scambio non vincolante promossa da Enel Finance International nel mese di gennaio 2015 con la quale si è effettuato il riacquisto di obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.429 milioni di euro e contestualmente l'emissione di un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.462 milioni di euro, in scadenza nel mese di gennaio 2025;
 - differenze di cambio negative intercorse durante l'esercizio per circa 820 milioni di euro riferite ai prestiti obbligazionari (incluse le quote correnti)..

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 4.992 milioni di euro al 31 dicembre 2015 con una riduzione di 3.579 milioni di euro rispetto a fine 2014, quale risultante del decremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine per 659 milioni di euro, del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 4.068 milioni di euro parzialmente compensato dai maggiori debiti bancari a breve termine per 170 milioni di euro, principalmente dovuti ai nuovi finanziamenti bancari attivati da alcune società latinoamericane.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 6.864 milioni di euro, sono incluse le emissioni di Commercial Paper, in capo ad Enel Finance International ed International Endesa BV per complessivi 213 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 4.570 milioni di euro.

Si evidenzia, infine, che la consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity risulta pari a 1.020 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 1.698 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine, sono pari a 12.880 milioni di euro, con un decremento di 4.068 milioni di euro rispetto a fine 2014, principalmente a seguito del decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.588 milioni di euro, degli altri crediti finanziari a breve termine per 19 milioni di euro, nonché del decremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 634 milioni di euro.

Tra le principali operazioni effettuate nel 2015 si segnalano:

- > la stipula, in data 27 agosto 2015 da parte della società sudafricana Enel Green Power Rsa Proprietary Limited di un prestito di 145 milioni di euro, della durata di 15 anni, coperto da una garanzia di SACE SpA, e che al 31 dicembre 2015 risulta tirato per un controvalore pari a 30 milioni di euro;
- > i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:
 - 1.000 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2007, in scadenza nel mese di gennaio 2015;
 - 1.300 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2007, in scadenza nel mese di gennaio 2015;
 - 1.195 milioni di euro relativi ad un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International nel 2011, in scadenza nel mese di giugno 2015.

Infine, la linea di credito revolving forward starting dell'importo di circa 9,44 miliardi di euro, stipulata da parte di Enel SpA ed Enel Finance International nel febbraio 2013, in scadenza nell'aprile 2018, è stata rinegoziata in data 11 febbraio 2015 riducendone il costo e estendendone la durata fino al 2020. Tale linea non risulta utilizzata al 31 dicembre 2015, così come le linee di credito committed stipulate da Enel SpA ed Enel Finance International.

Inoltre, si segnala che in data 16 luglio 2015 è stata siglata una linea di credito di 450 milioni di euro, tra Enel SpA e Unicredit SpA, che sostituisce la linea di 400 milioni di euro precedentemente siglata in data 18 luglio 2013, con scadenza luglio 2016.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio ⁽¹⁾	13.255	7.900	5.355
Cash flow da attività operativa	9.572	10.058	(486)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(6.421)	(6.137)	(284)
Cash flow da attività di finanziamento	(5.382)	1.536	(6.918)
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(234)	(102)	(132)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio ⁽²⁾	10.790	13.255	(2.465)

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (17 milioni di euro al 1° gennaio 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (10 milioni di euro al 1° gennaio 2014).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (13.088 milioni di euro al 31 dicembre 2014), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 31 dicembre 2015 (140 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (27 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2015 è positivo per 9.572 milioni di euro, in diminuzione di 486 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente in conseguenza del maggior fabbisogno connesso alla variazione del capitale circolante netto.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nell'esercizio 2015 ha assorbito liquidità per 6.421 milioni di euro, mentre nel 2014 ne aveva assorbita per 6.137 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 7.762 milioni di euro nel 2015, si incrementano di 1.061 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei maggiori investimenti effettuati all'estero e nelle tecnologie rinnovabili. Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 78 milioni di euro nell'esercizio 2015 e si riferiscono all'acquisizione del 100% di alcune società minori operanti nello sviluppo di impianti eolici in Messico, all'acquisizione del 68% del capitale di BLP Energy, società operante nel settore delle rinnovabili in India, all'acquisizione del 78,6% del capitale di Erdwärme Oberland, società specializzata nello sviluppo di progetti geotermici in Germania, nonché ad acquisizioni di società minori e acconti per futuro acquisto di partecipazioni. Nel 2015, le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 1.350 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione delle società SE Hydropower e SF Energy, operanti nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, alla cessione del Gruppo ENEOP e di altre società portoghesi della Divisione Energie Rinnovabili, nonché alla cessione di alcune società minori in America Latina e Nord America. La liquidità generata dalle altre attività di investimento/disinvestimento nel 2015, pari a 69 milioni di euro, è essenzialmente correlata ai disinvestimenti ordinari del periodo.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 5.382 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2014 ne aveva assorbita per 1.536 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2015 è sostanzialmente relativo alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto per 3.541 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.297 milioni di euro, di cui 1.316 milioni di euro erogati agli azionisti di Enel SpA. Tali effetti sono solo in parte compensati dai maggiori incassi relativi ad operazioni su non controlling interest per 456 milioni di euro. In dettaglio, questi ultimi includono:

- > l'incasso per 450 milioni di euro (al netto degli oneri accessori) derivante dalla cessione del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti;
- > l'esborso (9 milioni di euro) per l'acquisto del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%;
- > l'effetto netto positivo di altre operazioni minori (aumenti e riduzione di capitale in alcune società in Cile, Stati Uniti e Sud Africa), complessivamente pari a 15 milioni di euro.

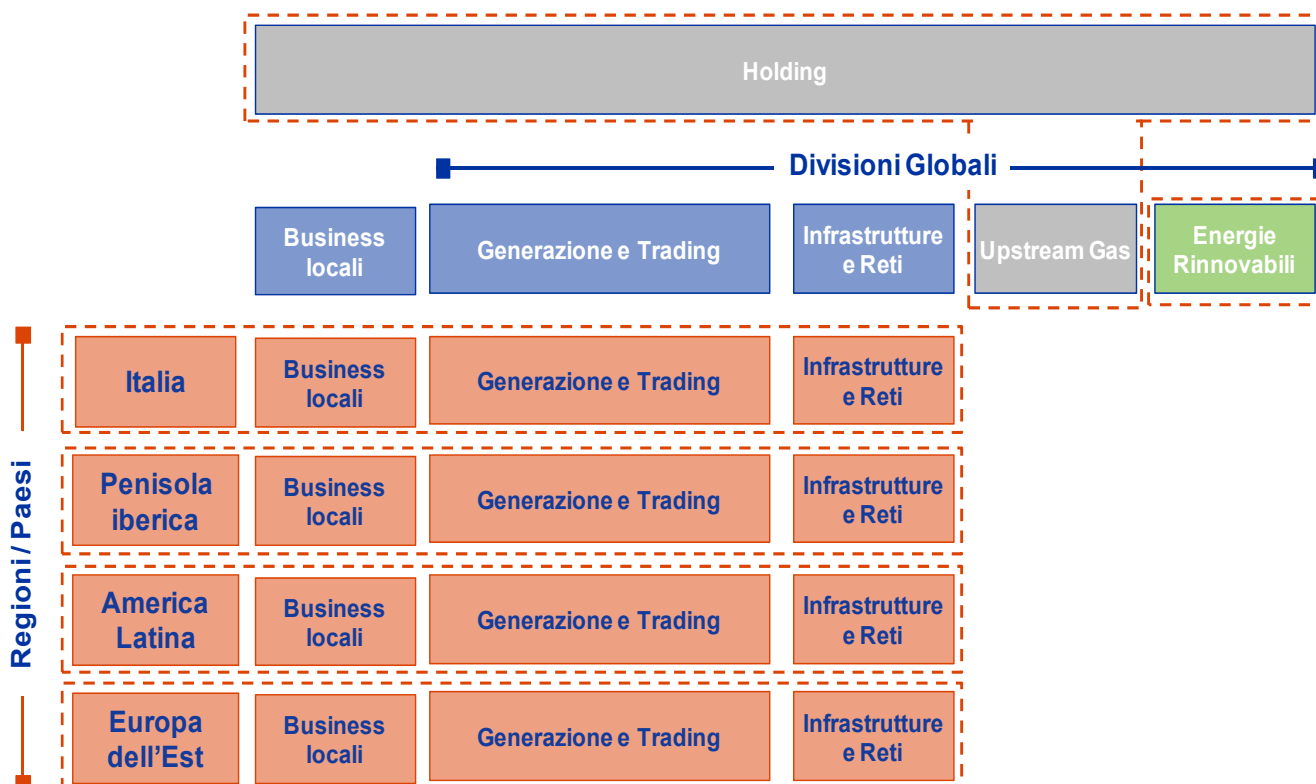
Nel 2015 il cash flow generato dall'attività operativa per 9.572 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 6.421 milioni di euro e da attività di investimento pari a 5.382 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2015 risultano pari a 10.790 milioni di euro a fronte di 13.255 milioni di euro di fine 2014. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 234 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 descritto in precedenza.

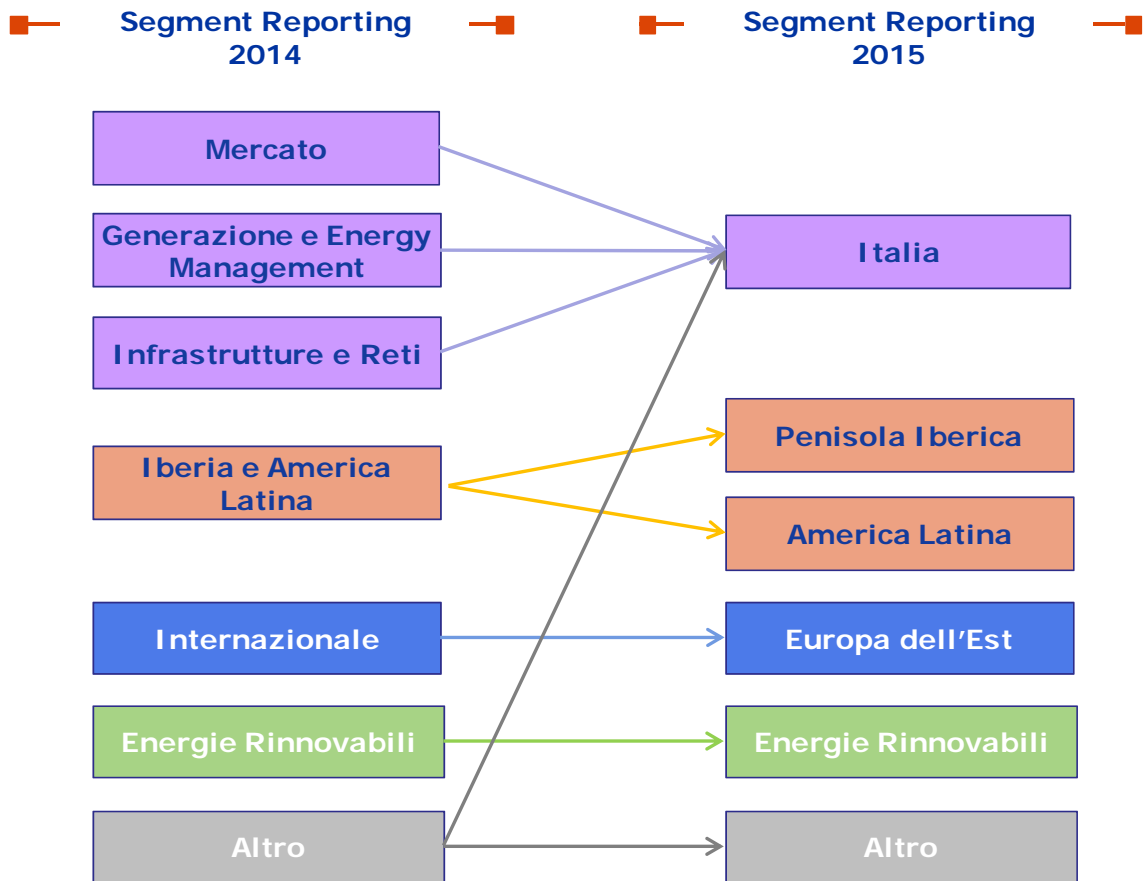
In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dall'inizio del 2015. Nel dettaglio, i risultati per settore di attività inclusi nella presente Relazione finanziaria annuale sono costruiti identificando come "reporting segment primario" la vista per Regioni e Paesi, con l'eccezione della Divisione Energie Rinnovabili che sfrutta una gestione accentrata in capo alla subholding Enel Green Power e quindi in termini di responsabilità gode di maggiore autonomia rispetto alle altre Divisioni. Si segnala, infine, che sulla base dei criteri determinati dall'IFRS 8, 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 ad includere gli effetti derivanti dalla elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA e della Divisione Upstream Gas.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Analogamente, i dati relativi al primo trimestre 2014 sono stati rideterminati per tener conto della nuova struttura organizzativa. In particolare, senza considerare alcuni spostamenti di società minori, di seguito sono riportate le principali modifiche:

- > le Divisioni Mercato, Generazione ed Energy Management e Infrastrutture e Reti, operanti per la quasi totalità nel territorio italiano, sono oggi incluse nell'ambito della Country Italia;
- > la Divisione Iberia e America Latina, anche a seguito dell'operazione di riorganizzazione effettuata nel 2014, è oggi suddivisa nella Penisola Iberica e in America Latina;
- > le attività di servizio e supporto residenti nel territorio italiano sono ora classificate all'interno della Country Italia, anziché nel segmento residuale.



Risultati per area di attività del 2015 e del 2014

Risultati 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	38.155	19.644	10.599	4.488	2.747	25	75.658
Ricavi intersettoriali	1.489	461	28	343	264	(2.585)	-
Totale Ricavi	39.644	20.105	10.627	4.831	3.011	(2.560)	75.658
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	201	8	(4)	(17)	(25)	5	168
Margine operativo lordo	6.098	3.111	3.167	1.308	1.826	(213)	15.297
Ammortamenti e impairment	2.093	1.714	926	1.807	947	125	7.612
Risultato operativo	4.005	1.397	2.241	(499)	879	(338)	7.685
Investimenti	1.562 ⁽²⁾	985	1.819	229 ⁽³⁾	2.466	52	7.113

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

(3) Il dato non include 648 milioni di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2014 restated ⁽¹⁾⁽²⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	37.679	20.766	9.645	4.928	2.662	111	75.791
Ricavi intersettoriali	710	186	3	371	259	(1.529)	-
Totale Ricavi	38.389	20.952	9.648	5.299	2.921	(1.418)	75.791
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(185)	(111)	(3)	(1)	76	(1)	(225)
Margine operativo lordo	6.343	3.203	3.092	1.210	1.938	(29)	15.757
Ammortamenti e impairment	4.425	1.963	1.543	3.886	814	39	12.670
Risultato operativo	1.918	1.240	1.549	(2.676)	1.124	(68)	3.087
Investimenti	1.460	993	1.609	936	1.658	45	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.

(2) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

Oltre a quanto già sopra evidenziato, il Gruppo monitora i risultati ottenuti anche relativamente alle Divisioni globali, classificando i risultati in base alla linea di business. Nella seguente tabella, il margine operativo lordo è presentato per i due periodi a confronto, con l'obiettivo di assicurare una visibilità dei risultati non solo per Regione/Paese, ma anche per Divisione/Business line.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	Business locali						Divisioni globali									Totale					
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading			Infrastrutture e Reti			Energie Rinnovabili			Altro, elisioni e rettifiche					
	2015	2014 restated	2015-2014	2015	2014 restated	2015-2014	2015	2014 restated	2015-2014	2015	2014 restated	2015-2014	2015	2014 restated	2015-2014	2015	2014 restated	2015-2014			
Italia	1.336	1.124	212	32	127	(95)	797	1.157	(360)	3.933	3.935	(2)	-	-	-	-	-	-	6.098	6.343	(245)
Iberia	479	780	(301)	(46)	(135)	89	1.035	799	236	1.643	1.759	(116)	-	-	-	-	-	-	3.111	3.203	(92)
America Latina	-	-	-	(74)	(32)	(42)	1.843	1.702	141	1.398	1.422	(24)	-	-	-	-	-	-	3.167	3.092	75
Europa dell'Est	11	11	-	(4)	6	(10)	1.041	935	106	260	258	2	-	-	-	-	-	-	1.308	1.210	98
Energie Rinnovabili	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.826	1.938	(112)	-	-	-	1.826	1.938	(112)
Altro, elisioni e rettifiche	-	-	-	-	-	-	(42)	12	(54)	7	-	7	-	-	-	(178)	(41)	(137)	(213)	(29)	(184)
Totale	1.826	1.915	(89)	(92)	(34)	(58)	4.674	4.605	69	7.241	7.374	(133)	1.826	1.938	(112)	(178)	(41)	(137)	15.297	15.757	(460)

Italia

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh				
	2015	2014	2015-2014	
Termoelettrica	43.495	42.528	967	2,3%
Idroelettrica	11.939	15.861	(3.922)	-24,7%
Altre fonti	8	8	-	-
Totale produzione netta	55.442	58.397	(2.955)	-5,1%
- di cui Italia	55.442	57.707	(2.265)	-3,9%
- di cui Belgio	-	690	(690)	-

Nel 2015 la produzione netta di energia elettrica ammonta a 55.442 milioni di kWh, registrando un decremento del 5,1% pari a 2.955 milioni di kWh rispetto al 2014. In particolare, la minore produzione idroelettrica (per 3.922 milioni di kWh), riferibile essenzialmente al peggioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, è stata solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione termoelettrica per 967 milioni di kWh. Inoltre, se si esclude da tale variazione il cambiamento nel perimetro di consolidamento relativo all'impianto di Marcinelle Energie, il cui contratto di gestione da parte di Enel Trade attraverso un tolling agreement è stato chiuso anticipatamente a fine 2014, l'incremento della produzione termica si attesta a 1.657 milioni di kWh.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh						
	2015		2014		2015-2014	
Olio combustibile	274	0,6%	499	1,1%	(225)	-45,1%
Gas naturale	8.126	17,3%	7.761	16,9%	365	4,7%
Carbone	38.177	81,3%	37.146	80,9%	1.031	2,8%
Altri combustibili	391	0,8%	498	1,1%	(107)	-21,5%
Totale	46.968	100,0%	45.904	100,0%	1.064	2,3%

La produzione termoelettrica lorda del 2015 si attesta a 46.968 milioni di kWh, registrando un incremento di 1.064 milioni di kWh (+2,3%) rispetto al 2014. Tale incremento è dovuto prevalentemente al maggior utilizzo degli impianti a carbone, favorito dalla maggiore competitività di tale materia prima.

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2014-2013	
Impianti termoelettrici ⁽¹⁾	16.743	22.463	(5.720)	-25,5%
Impianti idroelettrici	10.893	11.186	(293)	-2,6%
Impianti con fonti alternative	35	41	(6)	-14,6%
Totale	27.671	33.690	(6.019)	-17,9%

(1) Di cui 2.564 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (5.460 MW al 31 dicembre 2014).

La potenza efficiente netta nel 2015 si attesta a 27.671 MW e registra una riduzione di 6.019 MW rispetto all'esercizio precedente.

Si segnala, infine, che l'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.

Trasporto di energia elettrica

	2015	2014	2015-2014	
Linea alta tensione a fine esercizio (km)	13	20	(7)	-33,9%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	351.493	350.358	1.135	0,3%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	788.709	786.289	2.420	0,3%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	1.140.215	1.136.667	3.548	0,3%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) ⁽¹⁾	226.569	222.975	3.594	1,6%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2015 registra un incremento di 3.594 milioni di kWh (+1,6%) passando da 222.975 milioni di kWh del 2014 a 226.569 milioni di kWh del 2015. Tale variazione è sostanzialmente in linea con l'aumento della domanda di energia elettrica in Italia.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	2015	2014	2015-2014	
Mercato libero:				
- clienti mass market	25.933	25.148	785	3,1%
- clienti business ⁽¹⁾	10.904	10.742	162	1,5%
- clienti in regime di salvaguardia	1.819	1.479	340	23,0%
Totale mercato libero	38.656	37.369	1.287	3,4%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	49.369	49.734	(365)	-0,7%
TOTALE	88.025	87.103	922	1,1%

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

L'energia venduta nel 2015 è pari a 88.025 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 922 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. L'andamento è coerente con gli ultimi esercizi, con un graduale passaggio di clienti dai mercati regolati al mercato libero.

Numero medio clienti

	2015	2014	2015-2014	
Mercato libero:				
- clienti mass market	6.012.183	5.387.579	624.604	11,6%
- clienti business ⁽¹⁾	52.625	51.215	1.410	2,8%
- clienti in regime di salvaguardia	40.733	34.528	6.205	18,0%
Totale mercato libero	6.105.541	5.473.322	632.219	11,6%
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	20.966.542	21.734.575	(768.033)	-3,5%
TOTALE	27.072.083	27.207.897	(135.814)	-0,5%

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

Vendite di gas naturale

Vendita di gas naturale (milioni di m³):	2015	2014	2015-2014	
Clienti mass market ⁽¹⁾	3.394	2.937	457	15,6%
Clienti business	677	559	118	21,1%
Totale	4.071	3.496	575	16,4%
Numero medio clienti	3.711.422	3.470.692	240.730	6,9%

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel 2015 è pari a 4.071 milioni di metri cubi con un incremento di 575 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente riferibile essenzialmente alle vendite a clienti residenziali e microbusiness.

Risultati economici

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Ricavi	39.644	38.389	1.255	3,3%
Margine operativo lordo	6.098	6.343	(245)	-3,9%
Risultato operativo	4.005	1.918	2.087	-
Investimenti	1.562 ⁽¹⁾	1.460	102	7,0%

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel 2015.

Ricavi

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	23.174	22.586	588	2,6%
Infrastrutture e Reti	7.905	7.183	722	10,1%
Mercati finali	15.138	15.374	(236)	-1,5%
Servizi	1.191	1.087	104	9,6%
Elisioni e rettifiche	(7.764)	(7.841)	77	1,0%
Totale	39.644	38.389	1.255	3,3%

I **ricavi** del 2015 ammontano a 39.644 milioni di euro, registrando un incremento di 1.255 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2014 (+3,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

> maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 588 milioni di euro (+2,6%) rispetto al 2014.

Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:

- l'aumento dei ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali ed internazionali, pari a 2.330 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili alla maggiore attività di intermediazione intrapresa e al conseguente incremento dei volumi;
- maggiori proventi da operazioni straordinarie per 106 milioni di euro; in particolare nel 2015 si rilevano le plusvalenze derivanti dalla vendita delle quote azionarie detenute in SF Energy e SE Hydropower, per complessivi 156 milioni di euro; la stessa voce includeva nel 2014 la rimisurazione a fair value delle attività nette di quest'ultima, pari a 50 milioni di euro, per effetto della perdita del controllo così come concordato nei patti parasociali;

- minori ricavi da vendita di energia elettrica per 902 milioni di euro. La variazione è da riferire sostanzialmente alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (582 milioni di euro) connessa ai minori prezzi medi di vendita, a cui si associano le minori vendite di energia elettrica alle altre società del Gruppo ed in particolare alle società italiane operanti sui mercati finali (121 milioni di euro), nonché i minori ricavi per vendita di energia ad altri rivenditori nazionali per 187 milioni di euro;
 - minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO₂ per complessivi 560 milioni di euro, a seguito dei minori volumi intermediati;
 - minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 410 milioni di euro, da riferirsi al significativo calo dei prezzi medi di vendita che ha più che compensato l'effetto delle maggiori quantità intermedie (+8,2 TWh);
- > maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 722 milioni di euro (+10,1%), riferibili sostanzialmente:
- a maggiori ricavi tariffari per 560 milioni di euro, riferibili sostanzialmente alla modifica regolatoria avvenuta con la delibera AAEGLI n. 654/15 che ha eliminato il c.d. "lag regolatorio" e all'incremento delle tariffe di trasmissione a seguito della delibera AAEGLI n. 655/14. Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (così come determinate dalla delibera AAEGLI n. 146/15);
 - all'effetto positivo derivante dalla rilevazione di conguagli e revisioni di stime effettuati negli esercizi precedenti per 172 milioni di euro e connessi prevalentemente ai meccanismi di perequazione delle perdite di rete;
 - all'incremento dei ricavi per vendita di contatori elettronici alle società di distribuzione della Penisola Iberica (60 milioni di euro);
 - alla riduzione dei contributi da Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per i Titoli di Efficienza Energetica per 62 milioni di euro, derivante dall'effetto congiunto di minori volumi e minore contributo unitario del periodo;
 - a minori contributi di connessione per 24 milioni di euro;
- > minori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 236 milioni di euro (-1,5%), connessi essenzialmente:
- a minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 683 milioni di euro, prevalentemente a seguito del decremento del numero medio di clienti e del calo del prezzo medio annuo stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
 - a maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 272 milioni di euro, prevalentemente correlabili all'incremento delle quantità vendute nel segmento "clienti mass market";
 - all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 175 milioni di euro da riferire principalmente ai maggiori volumi venduti (+1,3 TWh).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	797	1.157	(360)	-31,1%
Infrastrutture e Reti	3.933	3.935	(2)	-0,1%
Mercati finali	1.336	1.124	212	18,9%
Servizi	32	127	(95)	-74,8%
Totale	6.098	6.343	(245)	-3,9%

Il **marginale operativo lordo** del 2015 si attesta a 6.098 milioni di euro, con un decremento di 245 milioni di euro rispetto al 2014 (-3,9%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

- > al minor margine da **Generazione e Trading** per 360 milioni di euro, da attribuire sostanzialmente:
 - alla riduzione del margine di generazione, che sconta un più sfavorevole mix di produzione connesso alla scarsa idraulicità in un contesto di prezzi all'ingrosso decrescenti;
 - alla diversa contribuzione delle operazioni di cessione, già commentate nei ricavi, per 106 milioni di euro;
 - all'effetto netto, pari a 112 milioni di euro, della stipula con le Organizzazioni sindacali di un nuovo accordo per l'uscita incentivata del personale ex art. 4 della legge n. 92/2012, al riconoscimento di un importo una tantum a favore degli ex dipendenti che beneficiavano dello sconto energia a seguito della revoca dello stesso che ha altresì comportato il rilascio del fondo a esso dedicato;
- > al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 2 milioni di euro (-0,1%) sostanzialmente riconducibile:
 - all'incremento del margine da trasporto di energia elettrica per 560 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto netto della modifica regolatoria, introdotta dalla delibera AAECSI n. 654/2015, a cui si aggiunge l'effetto positivo di partite pregresse per 139 milioni di euro; tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla riduzione delle tariffe di distribuzione;
 - al minor margine per 269 milioni di euro sui TEE, prevalentemente dovuto al diverso meccanismo di reintegro dei costi di acquisto degli stessi;
 - all'effetto netto, pari a 179 milioni di euro, della stipula con le Organizzazioni sindacali di un nuovo accordo per l'uscita incentivata del personale ex art. 4 della legge n. 92/2012, al riconoscimento di un importo una tantum a favore degli ex dipendenti che beneficiavano dello sconto energia a seguito della revoca dello stesso che ha altresì comportato il rilascio del fondo a esso dedicato;
 - all'adeguamento positivo del fondo rischi e contenzioso rilevato nel primo trimestre 2014 per 63 milioni di euro, effettuato a valle dell'accordo transattivo formalizzato tra Enel Distribuzione, A2A e A2A Reti Elettriche in merito al contenzioso pendente avanti la Corte d'Appello di Milano;
 - al minor margine sui contributi di connessione per 24 milioni di euro;
 - ai minori costi operativi;
- > all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 212 milioni di euro (+18,9%), prevalentemente riferibile a:
 - un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 306 milioni di euro (di cui 254 milioni di euro relativi alla componente elettrica), dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity;
 - ad una riduzione del margine sul mercato regolato dell'energia elettrica a seguito della riduzione dei ricavi, connessa al minor numero di clienti serviti;
 - all'effetto netto, pari a 89 milioni di euro, della stipula con le Organizzazioni sindacali di un nuovo accordo per l'uscita incentivata del personale ex art. 4 della legge n. 92/2012, al riconoscimento di un importo una tantum a favore degli ex dipendenti che beneficiavano dello sconto energia a seguito della revoca dello stesso che ha altresì comportato il rilascio del fondo a esso dedicato.

Risultato operativo

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	419	(1.546)	1.965	-
Infrastrutture e Reti	2.914	2.926	(12)	-0,4%
Mercati finali	690	472	218	46,2%
Servizi	(18)	66	(84)	-
Totale	4.005	1.918	2.087	-

Il **risultato operativo** si attesta a 4.005 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 2.332 milioni di euro, registra un incremento di 2.087 milioni di euro rispetto ai 1.918 milioni di euro registrati nel 2014. Il decremento degli ammortamenti e perdite di valore è sostanzialmente connesso agli effetti dell'impairment test effettuato a fine 2014 sugli impianti di generazione convenzionale in Italia che ha altresì determinato una perdita di valore nell'esercizio precedente di 2.108 milioni di euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	238 ⁽¹⁾	285	(47)	-16,5%
Infrastrutture e Reti	1.134	967	167	17,3%
Mercati finali	124	141	(17)	-12,1%
Servizi	66	67	(1)	-1,5%
Totale	1.562	1.460	102	7,0%

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

Gli **investimenti** del 2015 ammontano a 1.562 milioni di euro in aumento di 102 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. In particolare tale variazione è attribuibile a:

- > maggiori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 167 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;
- > minori investimenti di **Generazione e Trading** per 47 milioni di euro;
- > minori investimenti dei **Mercati finali** per 17 milioni di euro.

Penisola iberica

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2015	2014	2015-2014	
Termoelettrica	40.129	36.141	3.988	11,0%
Nucleare	25.756	24.762	994	4,0%
Idroelettrica	7.176	8.778	(1.602)	-18,3%
Totale produzione netta	73.061	69.681	3.380	4,9%

La produzione netta di energia elettrica della Penisola iberica effettuata nel 2015 è pari a 73.061 milioni di kWh, con un incremento di 3.380 milioni di kWh rispetto al 2014. L'incremento nella domanda, associato alla riduzione delle risorse idriche a disposizione nel periodo, trova riscontro prevalentemente in una maggiore produzione termoelettrica.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh						
	2015		2014		2015-2014	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	5.632	8,1%	5.460	8,6%	172	3,2%
Gas naturale	5.167	7,5%	3.037	4,7%	2.130	70,1%
Carbone	27.441	39,7%	25.567	40,0%	1.874	7,3%
Combustibile nucleare	26.806	38,8%	25.776	40,3%	1.030	4,0%
Altri combustibili	4.116	5,9%	4.124	6,4%	(8)	-0,2%
Totale	69.162	100,0%	63.964	100,0%	5.198	8,1%

La produzione termica lorda del 2015 è pari a 69.162 milioni di kWh e registra un incremento di 5.198 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. L'incremento, generalizzato per tutte le tipologie di combustibile, ha particolarmente riguardato, in termini di mix, il gas naturale, mentre il carbone e il combustibile nucleare continuano a rimanere i combustibili più utilizzati.

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Impianti termoelettrici	13.168	13.674	(506)	-3,7%
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Impianti idroelettrici	4.721	4.721	-	-
Totale potenza efficiente netta	21.207	21.713	(506)	-2,3%

La potenza efficiente netta del 2015 è pari a 21.207 MW e registra un decremento di 506 MW rispetto all'esercizio precedente connesso alla chiusura, avvenuta nel 2015, dell'impianto termoelettrico di Foix.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2015	2014	2015-2014	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	19.479	19.597	(118)	-0,6%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	118.436	117.877	559	0,5%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	179.760	177.054	2.706	1,5%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	317.675	314.528	3.147	1,0%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	98.225	96.404	1.821	1,9%

L'energia trasportata nel 2015 è pari a 98.225 milioni di kWh e registra un incremento di 1.821 milioni di kWh.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh				
	2015	2014	2015-2014	
Energia venduta da Enel	92.899	93.928	(1.029)	-1,1%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2015 sono pari a 92.899 milioni di kWh con un decremento di 1.029 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2014 per effetto della sempre crescente liberalizzazione del mercato e del conseguente passaggio al mercato libero di clienti precedentemente serviti da Endesa Energia XXI (operante sul mercato regolato), non pienamente compensati dai nuovi clienti acquisiti da Endesa Energia (operante nel mercato libero).

Risultati economici

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Ricavi	20.105	20.952	(847)	-4,0%
Margine operativo lordo	3.111	3.203	(92)	-2,9%
Risultato operativo	1.397	1.240	157	12,7%
Investimenti	985	993	(8)	-0,8%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel 2015.

Ricavi

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	6.301	6.225	76	1,2%
Infrastrutture e Reti	2.667	2.599	68	2,6%
Mercati finali	15.600	15.827	(227)	-1,4%
Servizi	251	322	(71)	-22,0%
Elisioni e rettifiche	(4.714)	(4.021)	(693)	-17,2%
Totale	20.105	20.952	(847)	-4,0%

I **ricavi** del 2015 registrano un decremento di 847 milioni di euro, per effetto di:

- > minori ricavi sui **Mercati finali** per 227 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del decremento delle quantità vendute di energia elettrica e gas, nonché della riduzione dei prezzi medi di vendita di quest'ultima commodity. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'andamento dei prezzi dell'energia elettrica che hanno subito un incremento su base annua;
- > maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 76 milioni di euro, prevalentemente connessi:
 - all'incremento dei ricavi da vendita e di misurazione a fair value di certificati ambientali per 183 milioni di euro;
 - ai minori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione per 105 milioni di euro; si segnala che tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Divisione e si riflettono pertanto in un analogo incremento delle elisioni.
- > un incremento di 68 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto delle maggiori quantità trasportate e dell'aumento dei contributi di connessione.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	1.035	799	236	29,5 %
Infrastrutture e Reti	1.643	1.759	(116)	-6,6%
Mercati finali	479	780	(301)	-38,6%
Servizi	(46)	(135)	89	65,9%
Totale	3.111	3.203	(92)	-2,9%

Il **marginale operativo lordo** ammonta a 3.111 milioni di euro, con un decremento di 92 milioni di euro rispetto al 2014, a seguito di:

- > un peggioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto del calo del margine sulle vendite di energia elettrica, penalizzato dai maggiori costi di approvvigionamento dell'energia, a cui si aggiunge il minor margine realizzato sulle vendite di gas naturale;
- > un decremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 116 milioni di euro che risente dei maggiori oneri rilevati nel 2015 a fronte dell'introduzione di un piano di cessazione anticipata e volontaria del rapporto di lavoro;
- > un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 236 milioni di euro, prevalentemente connesso:
 - al miglioramento del margine di generazione, sostanzialmente riferibile all'incremento dei prezzi medi di vendita;
 - agli effetti positivi di alcune variazioni regolatorie, tra cui quelle relative ai canoni per sfruttamento delle acque per 46 milioni di euro e quelle pregresse relativamente ai minori contributi alla generazione nel territorio extrapeninsulare contabilizzati nel 2014 per adeguamenti anche relativi agli esercizi precedenti (2012 e 2013);
 - alla miglior marginalità sui certificati ambientali per 186 milioni di euro.

Risultato operativo

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	267	(133)	400	-
Infrastrutture e Reti	868	919	(51)	-5,5%
Mercati finali	322	631	(309)	-49,0%
Servizi	(60)	(177)	117	66,1 %
Totale	1.397	1.240	157	12,7%

Il **risultato operativo** del 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.714 milioni di euro (1.963 milioni di euro nel 2014) è pari a 1.397 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2014, un incremento di 157 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore trova sostanzialmente riscontro nell'allungamento della vita utile di alcuni impianti di generazione, effettuato a fine 2014 e dei minori impairment rilevati su talune attività materiali e immateriali, nel 2015 rispetto al 2014.

Investimenti

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Generazione e Trading	319	322	(3)	-0,9%
Infrastrutture e Reti	615	640	(25)	-3,9%
Mercati finali	49	31	18	58,1%
Servizi	2	-	2	-
Totale	985	993	(8)	-0,8%

Gli **investimenti** ammontano a 985 milioni di euro con un decremento di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2015 si riferiscono soprattutto agli impianti di generazione per 299 milioni di euro, nonché ad interventi sulla rete di distribuzione (586 milioni di euro). Tali ultime attività sono principalmente connesse al miglioramento della qualità del servizio.

America Latina

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh				
	2015	2014	2015-2014	
Termoelettrica	26.252	26.142	110	0,4%
Idroelettrica	34.012	33.999	13	-
Altre fonti	138	158	(20)	-12,7%
Totale produzione netta	60.402	60.299	103	0,2%
- di cui Argentina	15.204	14.390	814	5,7%
- di cui Brasile	4.398	5.225	(827)	-15,8%
- di cui Cile	18.294	18.063	231	1,3%
- di cui Colombia	13.705	13.559	146	1,1%
- di cui Perù	8.801	9.062	(261)	-2,9%

La produzione netta effettuata nel 2015 è pari a 60.402 milioni di kWh, con un incremento di 103 milioni di kWh rispetto al 2014, principalmente a seguito della maggiore produzione degli impianti termoelettrici in Colombia e Argentina conseguente alla maggiore domanda, a parità di produzione idroelettrica.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh						
	2015		2014		2015-2014	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	1.643	6,0%	1.590	5,8%	53	3,3%
Gas naturale	20.367	74,1%	21.504	79,1%	(1.137)	-5,3%
Carbone	3.156	11,5%	2.391	8,8%	765	32,0%
Altri combustibili	2.308	8,4%	1.707	6,3%	601	35,2%
Totale	27.474	100,0%	27.192	100,0%	282	1,0%

La produzione termica lorda del 2015 è pari a 27.474 milioni di kWh e registra un incremento di 282 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente a seguito del minor uso del gas naturale in Perù.

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Impianti termoelettrici	7.716	7.731	(15)	-0,2%
Impianti idroelettrici	9.218	8.793	425	4,8%
Impianti eolici	78	78	-	-
Totale potenza efficiente netta	17.012	16.602	410	2,5%
- di cui Argentina	4.384	4.403	(19)	-0,4%
- di cui Brasile	976	976	-	-
- di cui Cile	6.286	6.286	-	-
- di cui Colombia	3.407	3.012	395	13,1%
- di cui Perù	1.959	1.925	34	1,8%

La potenza efficiente netta del 2015 è pari a 17.012 MW e registra un incremento di 410 MW rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente per effetto della maggiore capacità installata in Colombia.

Trasporto di energia elettrica

	2015	2014	2015-2014	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	12.173	12089	84	0,7%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	157.077	154767	2.310	1,5%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	147.246	144896	2.350	1,6%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	316.496	311.752	4.744	1,5%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	78.030	77.631	399	0,5%
- di cui Argentina	18.492	18.025	467	2,6%
- di cui Brasile	22.311	22.878	(567)	-2,5%
- di cui Cile	15.657	15.702	(45)	-0,3%
- di cui Colombia	13.946	13.667	279	2,0%
- di cui Perù	7.624	7.359	265	3,6%

(1) Il dato del 2014 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2015 è pari a 78.030 milioni di kWh e registra un incremento pari a 399 milioni di kWh.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh				
	2015	2014	2015-2014	
Mercato Libero	6.062	5.891	171	2,9%
Mercato Regolato	57.370	57.217	153	0,3%
Totale	63.432	63.108	324	0,5%
- di cui Argentina	15.450	14.980	470	3,1%
- di cui Brasile	19.506	19.982	(476)	-2,4%
- di cui Cile	13.203	13.257	(54)	-0,4%
- di cui Colombia	8.463	8.225	238	2,9%
- di cui Perù	6.810	6.664	146	2,2%

L'energia venduta nel 2015 ammonta a 63.432 milioni di kWh e registra un incremento di 324 milioni di kWh in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Ricavi	10.627	9.648	979	10,1%
Margine operativo lordo	3.167	3.092	75	2,4%
Risultato operativo	2.241	1.549	692	44,7%
Investimenti	1.819	1.609	210	13,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo paese di attività nel 2015.

Ricavi

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Argentina	1.127	712	415	58,3%
Brasile	2.771	2.994	(223)	-7,4%
Cile	3.327	2.774	553	19,9%
Colombia	2.159	2.116	43	2,0%
Perù	1.243	1.052	191	18,2%
Totale	10.627	9.648	979	10,1%

I **ricavi** del 2015 registrano un incremento di 979 milioni di euro; tale aumento è principalmente riconducibile a:

- > maggiori ricavi in Argentina per 415 milioni di euro, riferibili per 247 milioni di euro agli effetti della *Resolución* n. 32/2015 attraverso la quale il regolatore ha riconosciuto alle società di distribuzione un quadro tariffario teorico che consente il recupero dei maggiori costi operativi di remunerazione del personale sostenuti per mantenere in funzionamento il servizio, pur modificando i contributi relativi al programma PUREE e al MMC (*Mecanismo de Monitoreo de Costos*). A tali effetti si aggiungono quelli relativi all'incremento delle quantità di energia elettrica venduta sia dalle società di generazione che di distribuzione;
- > un calo dei ricavi in Brasile per 223 milioni di euro, per effetto del deprezzamento della moneta locale rispetto all'euro (per complessivi 507 milioni di euro) e del calo generalizzato della domanda che è stato solo parzialmente compensato dalle revisioni tariffarie e dalla crescita dei prezzi medi di vendita;
- > un incremento dei ricavi in Cile per 553 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:
 - dell'andamento favorevole dei tassi di cambio tra la moneta locale e l'euro (pari a 129 milioni di euro);
 - dell'incremento della tariffa di vendita dell'energia sul mercato regolato;
 - del consolidamento integrale di Inversiones Gas Atacama a seguito dell'acquisizione (avvenuta il 22 aprile 2014) di un'ulteriore quota del 50% che ha consentito di acquisirne il controllo, oltre ad alcune altre operazioni straordinarie minori (Tunel El Melon, Maitenes, Agua Santiago Poniente);
- > maggiori ricavi in Colombia per 43 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'aumento delle quantità generate e vendute, nonché dei prezzi medi di vendita sia per le società generatrici che distributrici, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalla variazione dei tassi di cambio;
- > incremento dei ricavi in Perù per 191 milioni di euro, principalmente per effetto delle maggiori quantità vendute e dall'andamento del tasso di cambio.

Margine operativo lordo

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Argentina	280	29	251	-
Brasile	491	791	(300)	-37,9%
Cile	938	743	195	26,2%
Colombia	973	1.097	(124)	-11,3%
Perù	485	432	53	12,3%
Totale	3.167	3.092	75	2,4%

Il **marginе operativo lordo** ammonta a 3.167 milioni di euro, con un incremento di 75 milioni di euro (+2,4%) rispetto al 2014 a seguito di:

- > un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 251 milioni di euro, per effetto della citata *Resolución* n. 32/2015 i cui effetti sono solo parzialmente compensati dall'incremento dei costi operativi, ed in particolare quelli relativi al personale a seguito di un adeguamento contrattuale e dall'incremento delle consistenze medie;
- > un maggior margine operativo lordo in Cile per 195 milioni di euro, per effetto del miglior margine di generazione e di distribuzione, nonché per effetto dell'apprezzamento della valuta locale rispetto all'euro (38 milioni di euro);
- > un aumento del margine operativo lordo in Perù per 53 milioni di euro, principalmente connesso all'andamento dei tassi di cambio e alle maggiori quantità vendute;
- > una riduzione del margine in Colombia per 124 milioni di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e distribuite è stato quasi interamente assorbito dall'effetto cambi (negativo per 145 milioni di euro);
- > una riduzione del margine in Brasile per 300 milioni di euro, che risente, oltre all'effetto cambi (negativo per 91 milioni di euro), del calo della domanda nel paese e delle condizioni di siccità che hanno comportato un incremento dei prezzi dell'energia elettrica che ha sfavorito le società di distribuzione e commercializzazione della stessa.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Argentina	210	(19)	229	-
Brasile	145	376	(231)	-61,4%
Cile	722	(41)	763	-
Colombia	816	920	(104)	-11,3%
Perù	348	313	35	11,2%
Totale	2.241	1.549	692	44,7%

Il **risultato operativo** del 2015, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 926 milioni di euro (1.543 milioni di euro nel 2014), è pari a 2.241 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio precedente un incremento di 692 milioni di euro. Tale andamento risente, oltre che della variazione del margine operativo lordo, della rilevazione nel 2014 della perdita di valore (589 milioni di euro) sui diritti per lo sfruttamento delle risorse idriche della regione di Aysén rilevato a causa dell'incertezza nella prosecuzione del progetto causa alcuni vincoli legali e procedurali. Gli ammortamenti invece presentano un andamento in linea con il 2014, dato che l'effetto dell'entrata in esercizio di alcuni impianti è sostanzialmente compensata dall'effetto cambio.

Investimenti

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Argentina	350	276	74	26,8%
Brasile	371	306	65	21,2%
Cile	377	432	(55)	-12,7%
Colombia	538	434	104	24,0%
Perù	183	161	22	13,7%
Totale	1.819	1.609	210	13,1%

Gli **investimenti** ammontano a 1.819 milioni di euro con un incremento di 210 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2015 si riferiscono:

- > a interventi di miglioramento della rete di distribuzione e di ammodernamento di impianti termoelettrici in Argentina;
- > alla rete di distribuzione in Brasile;
- > alle centrali termoelettriche di Bocamina e Tarapacà e idroelettrica di Los Condores in Cile;
- > alla centrale idroelettrica di El Quimbo (entrata in funzione a fine 2015), nonché alla rete di distribuzione in Colombia;
- > all'estensione e miglioramento della rete di distribuzione in Perù.

Europa dell'Est

Dati operativi

Produzione netta di energia

Milioni di kWh

	2015	2014	2015-2014	
Termoelettrica	45.024	44.229	795	1,8%
Nucleare	14.081	14.420	(339)	-2,4%
Idroelettrica	2.385	4.225	(1.840)	-43,6%
Altre fonti	42	52	(10)	-19,2%
Totale produzione netta	61.532	62.926	(1.394)	-2,2%
- di cui Russia	42.090	42.376	(286)	-0,7%
- di cui Slovacchia	18.292	20.550	(2.258)	-11,0%
- di cui Belgio	1.150	-	1.150	-

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2015 è pari a 61.532 milioni di kWh, con un decremento di 1.394 milioni di kWh rispetto al 2014. Tale variazione è principalmente riferibile alla minore produzione registrata in Slovacchia da fonte nucleare (-339 milioni di kWh) e da fonte idroelettrica (-1.840 milioni di kWh), quest'ultima anche per effetto della chiusura anticipata del contratto di gestione della centrale di Gabčíkovo. Tale diminuzione è stata in parte compensata dalla produzione da fonte termoelettrica realizzata in Belgio tramite l'impianto di Marcinelle, gestito fino alla fine del 2014 dalla Country Italia attraverso un tolling agreement e ora incluso nella Region Europa dell'Est.

Contributi alla produzione termica lorda

Milioni di kWh						
	2015		2014		2015-2014	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	-	-	186	0,3%	(186)	-
Gas naturale	25.552	40,7%	25.325	40,7%	227	0,9%
Carbone	22.098	35,2%	21.255	34,1%	843	4,0%
Combustibile nucleare	15.146	24,1%	15.499	24,9%	(353)	-2,3%
Totale	62.796	100,0%	62.265	100,0%	531	0,9%

La produzione termica lorda del 2015 ha fatto registrare un incremento di 531 milioni di kWh, attestandosi a 62.796 milioni di kWh; la maggiore produzione da gas naturale in Belgio e a carbone in Russia è stata solo parzialmente compensata dal minor utilizzo del combustibile nucleare.

Potenza efficiente netta installata

MW				
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Impianti termoelettrici	9.950	10.310	(360)	-3,5%
Impianti nucleari	1.814	1.814	-	-
Impianti idroelettrici	1.590	2.329	(739)	-31,7%
Impianti altre fonti	28	28	-	-
Totale potenza efficiente netta	13.382	14.481	(1.099)	-7,6%
- di cui Russia	8.944	9.107	(163)	-1,8%
- di cui Slovacchia	4.032	4.968	(936)	-18,8%
- di cui Belgio	406	406	-	-

La potenza efficiente netta installata del 2015 registra un decremento di 1.099 MW da attribuire principalmente alla già citata chiusura anticipata del contratto di gestione della centrale di Gabčíkovo e al decommissioning di una delle sezioni dell'impianto a carbone di Vojany in Slovacchia.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2015	2014	2015-2014	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.584	6.572	12	0,2%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	35.043	34.998	45	0,1%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	49.658	49.562	96	0,2%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	91.285	91.132	153	0,2%
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	14.582	14.063	519	3,7%

L'energia trasportata, tutta concentrata in territorio rumeno, registra un incremento di 519 milioni di kWh (+3,7%), passando da 14.063 milioni di kWh a 14.582 milioni di kWh nel 2015. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica di quel Paese.

Vendita di energia elettrica

Milioni di kWh				
	2015	2014	2015-2014	
Mercato libero	10.407	10.410	(3)	-
Mercato regolato	5.353	5.926	(573)	-9,7%
Totale	15.760	16.336	(576)	-3,5%
- di cui Romania	7.691	8.156	(465)	-5,7%
- di cui Francia	3.966	3.442	524	15,2%
- di cui Slovacchia	4.103	4.738	(635)	-13,4%

Le vendite di energia effettuate nel 2015 registrano un decremento di 576 milioni di kWh passando da 16.336 milioni di kWh a 15.760 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- > al calo delle vendite nel mercato rumeno per 465 milioni di kWh, principalmente attribuibile alla progressiva liberalizzazione del mercato;
- > alle maggiori quantità vendute in Francia per 524 milioni di kWh;
- > alla diminuzione delle vendite registrate in Slovacchia per 635 milioni di kWh, con un trend analogo a quello delle quantità generate.

Risultati economici

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Ricavi	4.831	5.299	(468)	-8,8%
Margine operativo lordo	1.308	1.210	98	8,1%
Risultato operativo	(499)	(2.676)	2.177	-81,4%
Investimenti	229 ⁽¹⁾	936	(707)	-75,5%

(1) Il dato non include 648 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel 2015.

Ricavi

Milioni di euro				
	2015	2014 restated	2015-2014	
Romania	1.004	1.021	(17)	-1,7%
Russia	1.062	1.494	(432)	-28,9%
Slovacchia	2.401	2.494	(93)	-3,7%
Altri paesi	364	290	74	25,5%
Totale	4.831	5.299	(468)	-8,8%

I **ricavi** del 2015 risultano pari a 4.831 milioni di euro con un decremento di 468 milioni di euro (-8,8%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ai minori ricavi in Russia per 432 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (357 milioni di euro) a cui si associa un calo dei prezzi medi dell'energia elettrica;

- > al decremento dei ricavi in Slovacchia per 93 milioni di euro, da attribuire alle minori quantità prodotte e vendute, anche a seguito della chiusura del contratto della centrale di Gabčíkovo, in un contesto di prezzi medi decrescenti;
- > al decremento dei ricavi in Romania per 17 milioni di euro, essenzialmente riferibile ai minori volumi venduti a seguito della liberalizzazione del mercato, i cui effetti sono solo in parte compensati dall'incremento delle quantità vettorate e dalle maggiori connessioni effettuate;
- > all'aumento dei ricavi in Belgio per 74 milioni di euro a fronte dei maggiori volumi prodotti.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Romania	281	305	(24)	-7,9%
Russia	164	358	(194)	-54,2%
Slovacchia	871	537	334	62,2%
Altri paesi	(8)	10	(18)	-
Totale	1.308	1.210	98	8,1%

Il **margine operativo lordo** ammonta a 1.308 milioni di euro, registrando un incremento di 98 milioni di euro rispetto al 2014. Tale andamento è principalmente relativo:

- > all'aumento del margine operativo lordo in Slovacchia per 334 milioni di euro, principalmente per effetto del rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare per 550 milioni di euro, effettuato ad esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto, secondo la quale – tra le altre misure - l'avvio del funzionamento del deposito permanente per tali scorie ("permanent storage") è stato rinviato dal 2037 al 2065. Tale effetto è stato solo in parte compensato dai minori prezzi di vendita dell'energia elettrica;
- > ad un decremento del margine operativo lordo in Russia per 194 milioni di euro, prevalentemente per effetto della riduzione del margine di generazione che sconta un calo dei prezzi di vendita e un contestuale maggior costo di approvvigionamento dei combustibili, oltre ad un effetto cambio negativo che ha comportato un minor margine per 55 milioni di euro;
- > ad una riduzione del margine rilevata in Romania per 24 milioni di euro, quasi interamente attribuibili alle attività di commercializzazione dell'energia elettrica che ha scontato l'andamento delle vendite di energia elettrica, nonché alcune partite pregresse positive rilevate nel 2014.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Romania	168	201	(33)	-16,4%
Russia	(839)	(201)	(638)	-
Slovacchia	184	(2.605)	2.789	-
Altri paesi	(12)	(71)	59	83,1%
Totale	(499)	(2.676)	2.177	81,4%

Il **risultato operativo** del 2015 è negativo per 499 milioni di euro ed evidenza, rispetto al 2014, un incremento di 2.177 milioni di euro dovuto principalmente a:

- > minori perdite di valore rilevate a seguito dell'adeguamento al presumibile valore di realizzo (determinato sulla base delle offerte pervenute e dell'evoluzione del processo di vendita) per quanto riguarda gli asset di Slovenské elektrárne (574 milioni di euro nel 2015; 2.878 milioni di euro nel 2014) e ad esito degli impairment test e del perdurare dello scenario negativo di mercato per quanto riguarda la CGU Enel Russia (899 milioni di euro nel 2015; 365 milioni di euro nel 2014);
- > minori ammortamenti delle attività materiali per Enel Russia pari a 79 milioni di euro (143 milioni di euro nel 2014) e per Slovenske elektrárne pari a 93 milioni di euro (126 milioni di euro nel 2014);
- > un effetto cambio da traduzione, positivo per 282 milioni di euro, a seguito del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro.

Investimenti

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Romania	116	83	33	39,8%
Russia	112	188	(76)	-40,4%
Slovacchia	- ⁽¹⁾	665	(665)	-
Altri paesi	1	-	1	-
Totale	229	936	(707)	-75,5%

(1) Il dato non include 648 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** ammontano a 229 milioni di euro, in diminuzione di 707 milioni di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente. Tale variazione è da attribuire ai maggiori costi sostenuti in Russia nel 2014 per ripristinare il funzionamento della centrale a ciclo combinato di Sredneuralskay dopo il blocco avvenuto alla fine del 2013 e alla classificazione, tra le attività possedute per la vendita, di Slovenské elektrárne. Senza considerare tale diversa classificazione, gli investimenti avrebbero registrato un calo di 59 milioni di euro, di cui 17 milioni di euro riferiti agli impianti slovacchi ed in particolare per il progetto della centrale nucleare di Mochovce.

Energie Rinnovabili

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2015	2014	2015-2014	
Idroelettrica	10.426	11.452	(1.026)	-9,0%
Geotermoelettrica	6.205	5.954	251	4,2%
Eolica	16.066	13.896	2.170	15,6%
Altre fonti	876	496	380	76,6%
Totale	33.573	31.798	1.775	5,6%
- di cui Italia	13.076	14.117	(1.041)	-7,4%
- di cui Penisola iberica	4.383	4.359	24	0,6%
- di cui Francia	-	347	(347)	-
- di cui Grecia	549	488	61	12,5%
- di cui Romania e Bulgaria	1.420	1.351	69	5,1%
- di cui Stati Uniti e Canada	7.368	6.674	694	10,4%
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	3.841	2.904	937	32,3%
- di cui Brasile e Cile	2.869	1.550	1.319	85,1%
- di cui altri paesi	67	8	59	-

La produzione netta della Divisione è pari nel 2015 a 33.573 milioni di kWh con un incremento rispetto al 2014 di 1.775 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile alla maggiore generazione all'estero per 2.816 milioni di kWh, principalmente per l'aumento della produzione da fonte eolica in America Latina (+1.691 milioni di kWh) e Nord America (+769 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata, da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (+527 milioni di kWh) connessa alla maggiore disponibilità di risorse idriche e da fonte solare in Cile (+233 milioni di kWh). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dalla minore produzione da fonte eolica conseguente alla cessione delle attività in Francia, effettuata a fine 2014 (-347 milioni di kWh).

La produzione netta di energia elettrica in Italia nel 2015 registra invece un decremento di 1.041 milioni di kWh rispetto al 2014, risentendo principalmente della minore produzione da fonte idroelettrica (-841 milioni di kWh) principalmente causata da condizioni di idraulicità più sfavorevoli. Tale decremento è stato parzialmente compensato dall'incremento della produzione da fonte geotermica (+261 milioni di kWh) a seguito della maggiore capacità installata dovuta all'entrata in esercizio dell'impianto di Bagnore.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Impianti idroelettrici	2.624	2.624	-	-
Impianti geotermoelettrici	833	833	-	-
Impianti eolici	6.575	5.696	879	15,4%
Impianti con altre fonti	439	473	(34)	-7,3%
Totale	10.470	9.626	844	8,8%
- di cui Italia	3.044	3.133	(89)	-2,8%
- di cui Penisola iberica	1.705	1.836	(131)	-7,1%
- di cui Grecia	290	290	-	-
- di cui Romania e Bulgaria	576	576	-	-
- di cui Stati Uniti e Canada	2.507	2.083	424	20,4%
- di cui Panama, Messico, Guatemala e Costa Rica	1.005	816	189	23,2%
- di cui Brasile e Cile	1.161	882	279	31,6%
- di cui altri paesi	182	10	172	-

La potenza efficiente netta installata registra un incremento netto di 844 MW, di cui 933 MW all'estero. In particolare, la maggiore capacità installata netta da fonte eolica si riferisce prevalentemente ai nuovi impianti negli Stati Uniti (per 424 MW), in Messico (per 202 MW), in Brasile (per 118 MW), in Cile (per 61 MW) e in Uruguay (per 50 MW). Tali effetti sono stati solo parzialmente compensati dal decremento della capacità installata a seguito della cessione degli impianti eolici in Portogallo e solari in Italia.

Risultati economici

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Ricavi	3.011	2.921	90	3,1%
Margine operativo lordo	1.826	1.938	(112)	-5,8%
Risultato operativo	879	1.124	(245)	-21,8%
Investimenti	2.466	1.658	808	48,7%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2015.

Ricavi

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Europa e Nord Africa	1.814	1.985	(171)	-8,6%
America Latina	650	537	113	21,0%
Nord America	533	396	137	34,6%
Africa Sub-Sahariana e Asia	14	3	11	-
Totale	3.011	2.921	90	3,1%

I **ricavi** del 2015 si attestano a 3.011 milioni di euro con un incremento di 90 milioni di euro (+3,1%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- > ad un incremento dei ricavi in Nord America per 137 milioni di euro, principalmente connessi, oltre che all'effetto positivo derivante dal rafforzamento del dollaro statunitense nei confronti dell'euro (per 88 milioni di euro), alle maggiori quantità prodotte, ai maggiori ricavi per tax partnership e all'incremento degli altri ricavi relativi all'effetto della cessione di alcuni asset;
- > ai maggiori ricavi in America Latina per 113 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte in Cile, Messico e Costa Rica (per complessivi 102 milioni di euro);
- > ai minori ricavi in Europa e Nord Africa per 171 milioni di euro, sostanzialmente a seguito al decremento dei ricavi per vendita di energia elettrica in Italia per effetto della minore produzione idroelettrica e alla variazione di perimetro conseguente alla cessione di EGP France, avvenuta a dicembre 2014. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dagli effetti positivi derivanti dall'acquisizione del controllo di 3Sun (a titolo di negative goodwill e di rimisurazione a fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo antecedentemente all'acquisizione del controllo per complessivi 117 milioni di euro), al consolidamento di alcuni progetti del portafoglio del portafoglio del consorzio portoghese Eneop (per complessivi 29 milioni di euro tra plusvalenze e rimisurazioni a fair value) e all'iscrizione di un indennizzo previsto dagli accordi con STM (12 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Europa e Nord Africa	1.105	1.461	(356)	-24,4%
America Latina	364	202	162	80,2%
Nord America	352	276	76	27,5%
Africa Sub-Sahariana e Asia	5	(1)	6	-
Totale	1.826	1.938	(112)	-5,8%

Il **marginale operativo lordo** del 2015 ammonta a 1.826 milioni di euro, in decremento di 112 milioni di euro (-5,8%) rispetto al 2014; tale decremento è riferibile:

- > al minor margine realizzato in Europa per 355 milioni di euro, prevalentemente a seguito del decremento dei ricavi per i minori prezzi medi di vendita e dei maggiori costi connessi alla formalizzazione di alcuni accordi per l'uscita anticipata del personale in Italia;
- > al maggior margine in America Latina per 162 milioni di euro, tenuto conto di un effetto cambi positivo di 36 milioni di euro, a seguito del citato incremento dei ricavi e del decremento dei costi operativi connessi all'acquisto di energia in Brasile e nella Repubblica di Panama; in quest'ultimo paese la maggior idraulicità ha infatti contenuto di fatto i costi di acquisto di energia elettrica necessari per far fronte alle vendite contrattate. Tale incremento è stato parzialmente compensato dalla crescita dei costi operativi collegati alla maggiore capacità installata in Brasile, Cile e Messico;
- > al maggior margine del Nord America in aumento di 76 milioni di euro (tenuto conto di un effetto cambi positivo di 58 milioni di euro) per effetto dei maggiori ricavi e solo parzialmente compensato dai maggiori costi del personale e operativi connessi alla maggiore capacità installata.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Europa e Nord Africa	459	834	(375)	-45,0%
America Latina	249	142	107	75,4%
Nord America	168	149	19	12,8%
Africa Sub-Sahariana e Asia	3	(1)	4	-
Totale	879	1.124	(245)	-21,8%

Il **risultato operativo** del 2015, pari a 879 milioni di euro, registra un decremento di 245 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 133 milioni di euro, da riferire principalmente all'impairment di EGP Romania (per 155 milioni di euro) effettuato sul residuo avviamento e sulle attività materiali a seguito dello sfavolevole scenario di mercato e regolatorio nel settore delle energie rinnovabili del Paese. A tale effetto si aggiungono le svalutazioni di alcuni specifici asset di 3Sun, la maggiore capacità installata nel continente americano, nonché agli adeguamenti di valore di specifici progetti in Nord America e alla svalutazione di alcuni crediti nell'area Europa.

Investimenti

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Europa e Nord Africa	317	373	(56)	-15,0%
America Latina	1.548	927	621	67,0%
Nord America	289	332	(43)	-13,0%
Africa Sub-Sahariana e Asia	312	26	286	-
Totale	2.466	1.658	808	48,7%

Gli **investimenti** del 2015 ammontano a 2.466 milioni di euro in incremento di 808 milioni rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente ad impianti eolici in America Latina (822 milioni di euro), in Nord America (257 milioni di euro) e in Europa (151 milioni di euro), ad impianti fotovoltaici in Cile (344 milioni di euro) e in Sudafrica (194 milioni di euro) e ad impianti idroelettrici in Brasile e Costa Rica (221 milioni di euro).

Altro, elisioni e rettifiche

Dati operativi

Riserve di idrocarburi e produzione annua

	2015	2014	2015-2014
Riserve di idrocarburi:			
Riserve certe (P1) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	16	18	(2)
Riserve certe e probabili (2P) di idrocarburi a fine esercizio (milioni di barili di olio equivalente)	42	46	(4)
Risorse contingent (2C) di gas (milioni di barili di olio equivalente)	4	-	4

I progetti nella fase di sviluppo in essere alla fine del 2015 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.

Nell'ambito della Funzione Upstream gas, è continuata l'attività di certificazione delle riserve degli asset in sviluppo; in particolare, in seguito all'acquisizione ed analisi dei dati sismici per il progetto di Enel Longanesi Development, nel 2015 si è proceduto a una nuova valutazione, eseguita da un certificatore esterno.

In base alle ultime valutazioni disponibili (2012 per Isarene e 2015 per Enel Longanesi Development), la quota di partecipazione Enel nel 2015 risulta pari a:

- > 16,3 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe (P1) di cui:
 - 15,9 milioni di barili di olio equivalente per il campo Isarene e
 - 0,4 milioni di barili di olio equivalente per il campo di Enel Longanesi Development;
- > 42,1 milioni di barili di olio equivalente di riserve certe e probabili (2P) di cui:
 - 41,6 milioni di barili di olio equivalente per il campo Isarene e
 - 0,5 milioni di barili di olio equivalente per il campo di Enel Longanesi Development.

Nella nuova certificazione una parte delle riserve 2P sono state certificate come risorse contingenti (3,7 milioni di barili di olio equivalente).

Dati economici

Milioni di euro

	2015	2014 restated	2015-2014	
Ricavi (al netto delle elisioni)	852	1.025	(173)	-16,9%
Margine operativo lordo	(213)	(29)	(184)	-
Risultato operativo	(338)	(68)	(270)	-
Investimenti	52	45	7	15,6%

I **ricavi** del 2015 al netto delle elisioni, risultano pari a 852 milioni di euro con un decremento di 173 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-16,9%). Se si esclude da tale variazione il provento, pari a 82 milioni di euro, derivante dall'adeguamento prezzo rilevato nel primo trimestre del 2014 sulla cessione di Artic Russia, avvenuta nel 2013, ed effettuato in base alla clausola di earn-out prevista negli accordi contrattuali con l'acquirente della società, i ricavi sono in calo di 91 milioni di euro rispetto al 2014. Tale ultimo decremento è essenzialmente riferibile ai minori ricavi per attività di ingegneria (116 milioni di euro) a seguito delle minori attività svolte nel 2015 rispetto al 2014 (tra cui il progetto del

terminale di Porto Empedocle per la rigassificazione del gas naturale liquefatto e l'impianto nucleare di Mochovce). Tale andamento risulta solo parzialmente compensato dai maggiori ricavi per servizi di Information & Communication Technology per complessivi 24 milioni di euro.

Il **marginale operativo lordo** del 2015, negativo per 213 milioni di euro, registra un decremento di 184 milioni di euro rispetto al valore rilevato nel 2014. Escludendo l'effetto del sopracitato adeguamento prezzo, il margine operativo lordo risulta in diminuzione di 106 milioni di euro: tale andamento risente dei maggiori costi del personale a seguito della stipula con le Organizzazioni sindacali di un nuovo accordo per l'uscita incentivata del personale ex art. 4 della legge Fornero, al riconoscimento di un importo una tantum a favore degli ex dipendenti che beneficiavano dello sconto energia a seguito della revoca dello stesso, in parte compensato dal rilascio del fondo ad esso dedicato. A tale fenomeno si aggiunge la contrazione della marginalità unitaria relativa a taluni servizi prestati alle altre Divisioni del Gruppo.

Il **risultato operativo** del 2015, è negativo per 338 milioni di euro e registra un decremento di 270 milioni di euro rispetto al periodo precedente, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 86 milioni di euro da riferire sostanzialmente agli impairment rilevati sugli asset di esplorazione di upstream gas per 159 milioni di euro, a seguito di talune difficoltà nella prosecuzione dei progetti e del diverso scenario dei prezzi nel mercato globale dei combustibili.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2015 ammontano a 52 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro rispetto al valore registrato nel 2014.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2015 e 2014 è sintetizzata nel seguente prospetto:

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Ricavi			
Ricavi delle prestazioni	237	245	(8)
Altri ricavi e proventi	8	1	7
Totale	245	246	(1)
Costi			
Acquisti di materiali di consumo	1	2	(1)
Servizi e godimento beni di terzi	199	185	14
Costo del personale	176	120	56
Altri costi operativi	24	19	5
Totale	400	326	74
Margine operativo lordo	(155)	(80)	(75)
Ammortamenti e impairment	327	543	(216)
Risultato operativo	(482)	(623)	141
Proventi / (Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	2.024	1.818	206
Proventi finanziari	3.535	2.412	1.123
Oneri finanziari	4.267	3.331	936
Totale	1.292	899	393
Risultato prima delle imposte	810	276	534
Imposte	(201)	(282)	81
UTILE DELL'ESERCIZIO	1.011	558	453

I **ricavi delle prestazioni**, pari a 237 milioni di euro (245 milioni di euro nel 2014), 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 8 milioni di euro, è imputabile principalmente ai minori riaddebiti nei confronti di alcune società del Gruppo per management fees e technical fees, in parte compensato dall'incremento dei ricavi connessi all'attività di comunicazione.

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 8 milioni di euro, in aumento di 7 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 materiali di consumo**, pari a 1 milione di euro nel 2015, si riferiscono all'acquisto di materiali di consumo da fornitori terzi e si decrementano di 1 milione di euro rispetto all'esercizio precedente.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 199 milioni di euro nel 2015, sono attribuibili a terzi per 126 milioni di euro e a società del Gruppo per 73 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. La variazione complessiva in aumento rispetto all'esercizio precedente, pari a 14 milioni di euro, è da ricondurre sostanzialmente all'incremento dei costi per i servizi di assistenza informatica e dei servizi alla persona erogati dalla controllata Enel Italia Srl, nonché ai maggiori costi registrati verso Enel Iberoamerica SL per personale in distacco svolgente attività di servizio globale.

Il costo del personale ammonta nel 2015 a 176 milioni di euro, evidenziando un incremento di 56 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; tale variazione, oltre a tener conto dei maggiori "salari e stipendi" e dei relativi oneri sociali (complessivamente pari a 32 milioni di euro) a seguito dell'incremento delle consistenze medie, risente dei costi per la sottoscrizione dei nuovi accordi per le uscite incentivate ex art. 4 della Legge Fornero (31 milioni di euro), in parte compensato dal decremento degli altri costi connessi alla disdetta unilaterale della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni tariffarie riconosciute agli ex dipendenti che ha determinato il rilascio del relativo fondo alla data del 31 dicembre 2015 (10 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi**, sono pari a 24 milioni di euro nel 2015, e risultano in aumento di 5 milioni di euro rispetto al 2014, principalmente a seguito dell'accantonamento di 3 milioni di euro al fondo "compensazione ed eliminazione sconto energia ex dipendenti", costituito al 31 dicembre 2015.

Il **marginale operativo lordo**, negativo per 155 milioni di euro, registra una variazione negativa di 75 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente da ricondurre principalmente all'incremento dei costi del personale e dei servizi e godimento beni di terzi.

Gli **ammortamenti e impairment**, pari a 327 milioni di euro nel 2015, presentano un decremento, rispetto al valore rilevato nel 2014, di 216 milioni di euro. La variazione è riferibile alle minori perdite di valore su partecipazioni rilevate nel 2015 rispetto all'esercizio precedente, e che hanno riguardato l'adeguamento di valore effettuato sulla partecipazione detenuta in Enel Trade SpA (250 milioni di euro) e in Enel Ingegneria e Ricerca SpA (65 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 482 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2014, presenta una variazione positiva di 141 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 2.024 milioni di euro si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2015 dalle società controllate, collegate e dalle altre imprese (1.818 milioni di euro nel 2014) e presentano un incremento di 206 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente per effetto del dividendo straordinario erogato da Enel Iberoamérica SL (479 milioni di euro).

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 732 milioni di euro e riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (956 milioni di euro), controbilanciati da proventi netti su strumenti derivati su tassi d'interesse (57 milioni di euro) e da interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie (complessivamente pari a 160 milioni di euro).

Il decremento degli oneri finanziari netti rispetto al precedente esercizio, pari a 187 milioni di euro, è stato determinato essenzialmente dai minori interessi sui debiti finanziari (82 milioni di euro) connessi ai rimborsi di alcuni prestiti obbligazionari intervenuti durante l'esercizio, nonché dalla variazione netta positiva delle operazioni in strumenti derivati relativi ad Enel SpA (98 milioni di euro).

Le **imposte sul reddito dell'esercizio** evidenziano un risultato positivo di 201 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 2015 e aventi i requisiti di cui all'articolo 87 del Tuir.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 1.011 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 558 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	21	19	2
- partecipazioni	38.984	38.754	230
- altre attività/(passività) non correnti nette	71	(299)	370
Totale	39.076	38.474	602
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	283	132	151
- altre attività/(passività) correnti nette	(627)	(533)	(94)
- debiti commerciali	(164)	(139)	(25)
Totale	(508)	(540)	32
Capitale investito lordo	38.568	37.934	634
Fondi diversi:			
- benefici ai dipendenti	(291)	(302)	11
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	28	115	(87)
Totale	(263)	(187)	(76)
Capitale investito netto	38.305	37.747	558
Patrimonio netto	24.880	25.136	(256)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	13.425	12.611	814

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 39.076 milioni di euro e presentano un incremento di 602 milioni di euro. Tale variazione è riferita principalmente:

- > per 230 milioni di euro alle partecipazioni in imprese controllate, sulle quali hanno influito le seguenti operazioni: la ripatrimonializzazione di Enel Trade SpA per 500 milioni di euro, di Enel Ingegneria e Ricerca SpA per 40 milioni di euro, successivamente svalutate per 250 milioni di euro la prima e per 65 milioni di euro la seconda, la costituzione di Enel OpEn Fiber SpA, tramite il versamento del capitale sociale di 5 milioni di euro, interamente posseduto da Enel SpA;
- > per 370 milioni di euro all'incremento delle "altre attività non correnti nette", da collegare essenzialmente all'aumento del valore dei contratti derivati non correnti.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 508 milioni di euro e registra un decremento di 32 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. La variazione è riferibile:

- > per 151 milioni di euro all'incremento dei crediti commerciali principalmente verso società del Gruppo, per i servizi di indirizzo e coordinamento svolti da Enel SpA. Tale variazione ha risentito

dell'andamento dei ricavi connessi ai medesimi servizi, nonché alla diversa tempistica degli incassi rispetto a quanto avvenuto nel precedente esercizio;

- > per 94 milioni di euro all'incremento delle "altre passività correnti nette" per effetto principalmente del minor credito per imposte sul reddito di Enel SpA (306 milioni di euro), in parte compensato dai maggiori crediti Ires infragruppo connessi al consolidato fiscale nazionale (196 milioni di euro);
- > per 25 milioni di euro all'incremento dei debiti commerciali.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2015, è pari a 38.305 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 24.880 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 13.425 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 24.880 milioni di euro al 31 dicembre 2015 e presenta un decremento di 256 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile alla distribuzione del dividendo relativo all'esercizio 2014 per 1.316 milioni di euro (pari a 0,14 euro per azione), nonché alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2015 per 1.060 milioni di euro (inclusivo di un risultato negativo imputato direttamente a patrimonio netto pari a 49 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 13.425 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 53,9% (50,2% a fine 2014).

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Indebitamento a lungo termine:			
- obbligazioni	14.503	17.288	(2.785)
<i>Indebitamento a lungo termine</i>	<i>14.503</i>	<i>17.288</i>	<i>(2.785)</i>
- crediti finanziari verso terzi	(5)	(4)	(1)
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(72)	(117)	45
Indebitamento netto a lungo termine	14.426	17.167	(2.741)
Indebitamento / (Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	3.062	2.363	699
- indebitamento a breve verso banche	2	3	(1)
- indebitamento a breve verso società del Gruppo	-	500	(500)
- cash collateral ricevuti	1.669	423	1.246
<i>Indebitamento a breve termine</i>	<i>4.733</i>	<i>3.289</i>	<i>1.444</i>
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(46)	-	(46)
- altri crediti finanziari a breve	(8)	(3)	(5)
- cash collateral versati	(86)	(672)	586
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	331	(198)	529
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(5.925)	(6.972)	1.047
Indebitamento / (Disponibilità) netto a breve termine	(1.001)	(4.556)	3.555
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	13.425	12.611	814

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2015 risulta pari a 13.425 milioni di euro e registra un incremento di 814 milioni di euro, come risultato del decremento della posizione finanziaria netta creditoria a breve termine (3.555 milioni di euro) e della diminuzione dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine (2.741 milioni di euro).

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2015 che hanno avuto impatto sull'indebitamento sono state:

- > il rimborso, per 2.300 milioni di euro, di due prestiti obbligazionari retail;
- > il rimborso, per 500 milioni di euro, dell'Intercompany Short Term Deposit Agreement (linea di credito a breve intrattenuta con Enel Finance International NV);
- > il rimborso di due tranches dei prestiti obbligazionari Ina e Ania e il riacquisto di obbligazioni proprie per complessivi 94 milioni di euro.

Si evidenzia che le disponibilità liquide, pari a 5.925 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2014, un decremento per complessivi 1.047 milioni di euro, principalmente dovuto ai rimborsi dei prestiti obbligazionari sopracitati, nonché alla normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel SpA.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	6.972	3.123	3.849
Cash flow da attività operativa	1.062	926	136
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(560)	(11)	(549)
Cash flow da attività di finanziamento	(1.549)	2.934	(4.483)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	5.925	6.972	(1.047)

Il cash flow generato da attività operativa è positivo per 1.062 milioni di euro (926 milioni di euro nell'esercizio precedente) ed è riferibile principalmente ai dividendi incassati dalle società controllate, al margine netto negativo tra interessi pagati e incassati, nonché al 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 560 milioni di euro (negativo per 11 milioni di euro nell'esercizio precedente), si riferisce per 542 milioni di euro alla ripatrimonializzazione delle controllate Enel Trade SpA, Enel Ingegneria e Ricerca SpA ed Enel Oil & Gas SpA, per 5 milioni di euro alla costituzione della società Enel OpEn Fiber SpA e per 15 milioni di euro ad investimenti in attività materiali e immateriali. L'attività di disinvestimento ha riguardato la cessione a Enel Trade SpA della partecipazione detenuta in Enel Oil & Gas SpA, grazie alla quale si è generato un flusso di cassa di 2 milioni di euro.

Il cash flow da attività di finanziamento, negativo per 1.549 milioni di euro (positivo per 2.934 milioni di euro nel precedente esercizio), è stato generato essenzialmente dal rimborso dei prestiti obbligazionari e dal riacquisto di obbligazioni proprie per 2.394 milioni di euro, dal pagamento dei dividendi dell'esercizio 2014 per 1.316 milioni di euro e dalla variazione positiva netta dei debiti finanziari a breve per 2.508 milioni di euro.

Nell'esercizio 2015, il fabbisogno generato dall'attività di finanziamento (1.549 milioni di euro) e dall'attività di investimento (560 milioni di euro) è stato coperto per 1.062 milioni di euro dalla liquidità generata dall'attività operativa e per 1.047 milioni di euro dall'utilizzo delle disponibilità liquide e mezzi

equivalenti accumulati nell'esercizio precedente. Conseguentemente le disponibilità liquide e mezzi equivalenti al 31 dicembre 2015 risultano pari a 5.925 milioni di euro a fronte di 6.972 milioni di euro di inizio esercizio.

Fatti di rilievo del 2015

Enel Green Power estende l'accordo quadro con Vestas per lo sviluppo di ulteriore capacità eolica in 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 in USA sottoscritto con Vestas alla fine del 2013 e che 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.

Autorizzazione all'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 CdA ha inoltre 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.

Scambio tra obbligazioni proprie e obbligazioni di nuova emissione

In data 27 gennaio 2015, Enel Finance International ("EFI"), il cui capitale è interamente posseduto da Enel SpA, 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 milioni di euro. Il corrispettivo di tale acquisto è costituito: (i) da obbligazioni senior a tasso fisso e con taglio minimo pari ad euro 100.000 (e multipli di euro 1.000), che sono state emesse da EFI (nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie di EFI ed Enel, cosiddetto Global Medium Term Note Programme) e garantite da Enel, per un ammontare complessivo in linea capitale pari a 1.463 milioni di euro e (ii) da una componente in denaro per un ammontare complessivo pari a 194 milioni di 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 Note Programme con garanzia Enel a servizio dell'offerta di scambio, hanno un tasso di interesse pari a 1,966% e scadenza 27 gennaio 2025.

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 (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 – Società Elettrica Altoatesina.

Rinegoziazione della 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 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 ed 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* ad Enel e presenta un margine che passa, sulla base degli attuali livelli di rating, ad 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 ed internazionali, tra cui Mediobanca nel ruolo di Documentation Agent.

Aggiornamenti sul piano di dismissioni

Il 25 febbraio 2014, 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.

Protocollo d'intesa con ENEA

In data 18 marzo 2015 Enel ed ENEA hanno siglato un protocollo d'intesa per innovare insieme nel settore delle tecnologie di generazione, in particolare quelle che provengono da fonti rinnovabili.

L'accordo prevede una collaborazione nelle tecnologie per l'impiego di combustibili alternativi negli impianti tradizionali, come biomasse e residui vegetali, oltreché nello sviluppo di tecnologie per l'ambiente, il clima e per aumentare la flessibilità di utilizzo delle centrali tradizionali. Un filone di ricerca specifico riguarderà l'ottimizzazione di soluzioni per produrre energia elettrica sfruttando il moto ondoso del mare, mentre un focus particolare sarà dato al fotovoltaico di nuova generazione. Su questi filoni di ricerca sono stati costituiti due gruppi di lavoro misti Enel-ENEA, con l'obiettivo di definire entro sei mesi un piano di lavoro congiunto dettagliato sui temi d'interesse reciproco. A valle di questa prima fase esplorativa, si passerà ad una seconda fase attuativa delle attività di reciproco interesse.

Contratto di finanziamento per le attività nella Repubblica Sudafricana

In data 30 marzo 2015 Enel Green Power, attraverso Enel Green Power RSA, ha concluso un contratto di finanziamento per un totale di 2.100 milioni di rand sudafricani (equivalenti a circa 160 milioni di euro) con KfW IPEX-Bank, quest'ultima come lender, unico lead arranger e agent, con la parziale copertura assicurativa della Export Credit Agency tedesca Euler Hermes. Il contratto di finanziamento, assistito da una parent company guarantee rilasciata dalla controllante Enel Green Power, prevede la disponibilità da parte di EGP RSA di due distinte linee di finanziamento di durata pari, rispettivamente, a 7 e 17 anni, nonché un tasso di interesse in linea con il benchmark di mercato. Il finanziamento è correlato all'investimento nel parco eolico di Gibson Bay, situato nella provincia di Eastern Cape. L'impianto sarà composto da 37 turbine da 3 MW ciascuna, per una capacità installata totale di 111 MW, in grado di generare circa 420 GWh all'anno.

Cessione di alcune attività in Nord America

In data 31 marzo 2015, Enel Green Power North America (“EGPNA”), ha sottoscritto un accordo con General Electric Energy Financial Services per la vendita di una quota del 49% della newco EGPNA Renewable Energy Partners (“EGPNA REP”), per un valore complessivo di circa 440 milioni di dollari statunitensi. EGPNA REP è proprietaria di un parco impianti di generazione da 560 MW con un mix di fonti che comprende l'eolico, il geotermico, l'idrico e il solare, già operanti, e di un impianto eolico da 200 MW in costruzione, tutti situati in Nord America. Nell'ambito della newco, GE Energy Financial Services riceverà, oltre alla quota di minoranza, un diritto di prelazione, per un periodo iniziale di tre anni, a investire in asset operativi sviluppati da EGPNA a partire dal suo portafoglio di progetti e in altri asset operativi messi in vendita da EGPNA. Si segnala che il valore complessivo di 440 milioni di dollari è soggetto ad alcuni aggiustamenti di prezzo, come normalmente avviene in transazioni di questa natura. L'ammontare associato agli impianti operativi è stato pagato immediatamente, mentre la chiusura della transazione relativa all'impianto in costruzione avrà luogo al momento dell'entrata in esercizio, prevista per fine anno. Enel Green Power ha fornito delle parent company guarantees per le obbligazioni della controllata nordamericana derivanti dal presente accordo, come d'uso in questo tipo di operazioni.

Accordo Enel Green Power - Marubeni per le Rinnovabili nella regione Asia - Pacifico

In data 1° aprile 2015, Enel Green Power e la società nipponica Marubeni Corporation hanno firmato un Memorandum of Understanding della durata di due anni per cooperare nella valutazione di potenziali opportunità di business nel settore delle rinnovabili, principalmente nella regione dell'Asia – Pacifico. La collaborazione si concentrerà su progetti nel geotermico, eolico, solare e idroelettrico, in particolar modo nelle Filippine, in Thailandia, in India, in Indonesia, in Vietnam, in Malesia e in Australia, nonché in altre aree che potranno essere individuate in una fase successiva. L'accordo prevede che vengano presi in considerazione soltanto progetti in fase di sviluppo, escludendo, pertanto, quelli in via di costruzione o già operativi.

Aggiudicazione gare per energie rinnovabili nella Repubblica Sudafricana

In data 13 aprile 2015, Enel Green Power si è aggiudicata il diritto di concludere dei contratti per la fornitura di energia con l'utility sudafricana Eskom per 425 MW di progetti eolici nella quarta fase della gara del REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) per le energie rinnovabili, promossa dal Governo Sudafricano. In linea con le regole del programma REIPPPP, EGP ha partecipato alla gara con delle società veicolo, detenendone una quota di maggioranza, in partnership con importanti player locali.

I tre progetti eolici Oyster Bay (142 MW), Nxuba (141 MW) e Karusa (142 MW) saranno realizzati nella province di Eastern Cape e di Northern Cape, in aree che offrono una notevole disponibilità di risorsa eolica. I progetti Oyster Bay e Nxuba saranno completati ed entreranno in esercizio nel 2017, mentre quello di Karusa nel 2018. Non appena in esercizio, i tre progetti, che richiedono un investimento complessivo di circa 500 milioni di euro, saranno in grado di generare circa 1.560 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Successivamente, in data 10 giugno 2015 EGP si è aggiudicata altri due contratti ventennali per la fornitura di energia con Eskom per ulteriori 280 MW di progetti eolici nello stesso ambito e modalità della gara del REIPPPP. In particolare, i due progetti eolici Soetwater (142 MW) e Garob (138 MW), nella provincia di Northern Cape, saranno completati ed entreranno in esercizio entro il 2018 richiedendo un investimento complessivo di circa 340 milioni di euro; una volta realizzati, i due impianti saranno in grado di generare circa 1.000 GWh all'anno.

Cessione della partecipazione posseduta in SE Hydropower

In data 15 aprile 2015, si è perfezionato, per un corrispettivo pari a 345 milioni di euro, l'accordo stipulato in data 7 novembre 2014 relativo alla cessione della partecipazione del 40% posseduta dalla controllata Enel Produzione in SE Hydropower. La partecipazione è stata ceduta a SEL – Società Elettrica Altoatesina SpA a seguito del verificarsi dell'ultima delle condizioni sospensive previste dal predetto accordo.

La cessione rientra nel quadro degli accordi siglati nella stessa data tra Enel Produzione e SEL già comunicati da Enel al mercato.

Razionalizzazione societaria in America Latina

In data 22 aprile 2015 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato e condiviso l'opportunità che i consigli di amministrazione di Enersis e delle sue controllate Empresa Nacional de Electricidad (Endesa Chile) e Chilectra diano avvio alla valutazione di un eventuale processo di riorganizzazione societaria finalizzato alla separazione delle attività di generazione e di distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina. Questa iniziativa si inserisce nell'ambito del già annunciato programma di razionalizzazione e semplificazione dell'assetto del Gruppo. La riorganizzazione permetterebbe di eliminare alcune duplicazioni e ridondanze dell'attuale perimetro societario che fa capo a Enersis, che pregiudicano la piena valorizzazione delle relative attività per tutti gli azionisti, riducendo la visibilità dei vari business e rendendo complesso il processo decisionale. In tal senso, una chiara differenziazione delle attività svolte in Cile rispetto a quelle in altri Paesi latinoamericani agevolerebbe la creazione di valore per Enersis, Endesa Chile e Chilectra, così come per tutti i loro azionisti. Gli organi competenti delle tre citate società valuteranno le eventuali condizioni e le modalità attuative dell'indicato processo di riorganizzazione societaria, nel rispetto della normativa applicabile.

Modifica outlook Enel da parte di Standard & Poor's

In data 5 maggio 2015, l'agenzia Standard & Poor's ha comunicato di aver rivisto l'outlook di Enel da stabile a positivo. L'agenzia osserva che l'outlook positivo riflette l'eccezionale resilienza che il Gruppo ha dimostrato rispetto al quadro economico e regolamentare avverso nei principali mercati maturi in cui opera (Italia e Spagna). In particolare, l'agenzia ritiene che il profilo di credito di Enel possa migliorare nel periodo considerato (2015-2017) grazie alle azioni previste nel Piano Industriale, tra cui la strategia di dismissione degli asset, la razionalizzazione dei costi operativi, la flessibilità degli investimenti, nonché l'ottimizzazione della gestione del debito e dei flussi di cassa.

Aggiudicazione gara per energie rinnovabili in Turchia

In data 7 maggio 2015, a seguito della gara pubblica indetta dall'utility turca TEIAS per la regione Isparta, Enel Green Power si è aggiudicata, attraverso la società interamente controllata Vektor, il diritto di concludere un contratto per la fornitura di energia per 23 MW con il progetto fotovoltaico di Isparta. L'energia prodotta dal nuovo impianto di Isparta sarà venduta ad una controllata dell'utility turca TEIAS come parte del regime di feed-in-tariff del governo turco. Il parco di Isparta, che sarà completato ed entrerà in esercizio nel 2018, sarà in grado di generare oltre 35 GWh all'anno, dando un importante contributo alla crescente domanda di energia del Paese, in modo sostenibile per l'ambiente.

Memorandum of Understanding con Terna

In data 11 maggio 2015, Enel e Terna hanno siglato un Memorandum of Understanding ("MoU") di cooperazione per individuare, valutare e sviluppare iniziative integrate e opportunità Greenfield (per la realizzazione di nuovi asset) e/o Brownfield (per l'acquisizione di asset esistenti) legate alle reti di trasmissione nei Paesi, diversi dall'Italia, dove sia Enel che Terna hanno un interesse strategico o commerciale. In particolare, nei Paesi esteri in cui opera, Enel è interessata, anche tramite società

appartenenti al Gruppo, all'acquisizione, sviluppo ed esercizio di progetti relativi a reti di trasmissione o connessione in alta tensione, anche integrate con una componente di generazione o distribuzione di energia elettrica, sia per quanto riguarda la realizzazione di nuovi asset, sia per quanto riguarda l'acquisizione di asset già esistenti; allo stesso tempo, Terna è interessata a fornire la propria collaborazione tecnica rispetto all'analisi del sistema elettrico, alla pianificazione di rete, alla progettazione, esercizio e manutenzione di asset di trasmissione ed è anche interessata a valutare l'acquisizione o lo sviluppo di analoghi asset nell'ambito di iniziative integrate.

In base al MoU, qualora una parte individui un'opportunità che ritenga possa essere di reciproco interesse o anche di esclusivo interesse dell'altra Parte, potrà sottoporre in via prioritaria all'attenzione di quest'ultima le informazioni relative a tale opportunità. Le opportunità verranno valutate dalle due Società in base ai comuni interessi. L'accordo ha una durata di tre anni.

Accordo con Tesla per lo sviluppo delle batterie per impianti eolici e fotovoltaici

In data 12 maggio 2015, Enel Green Power e Tesla hanno finalizzato un accordo per testare l'integrazione dei sistemi stazionari di accumulo di energia Tesla negli impianti eolici e fotovoltaici di Enel Green Power. L'accordo mira ad aumentare la produzione degli impianti di EGP e a fornire servizi avanzati per una migliore integrazione delle energie rinnovabili con la rete. Le Società inizieranno la loro collaborazione con la selezione di un primo sito pilota per l'installazione di un sistema di accumulo di Tesla da 1,5 MW di potenza e 3MWh di capacità di stoccaggio. L'accordo rientra in un più ampio Memorandum of Understanding esistente tra le due società che prevede l'integrazione di sistemi di energia Tesla nel business Enel e lo sviluppo della mobilità elettrica, e si colloca inoltre nell'ambito del programma complessivo di sperimentazione di Enel Green Power sui sistemi di storage stazionario.

Costruzione di un impianto di cogenerazione in Messico

In data 12 maggio 2015, il Gruppo Enel è stato selezionato, in collaborazione con la società internazionale Abengoa (specializzata in soluzioni tecnologiche innovative per lo sviluppo energetico sostenibile), dalla società messicana di petrolio e gas Pemex per sviluppare un impianto di cogenerazione di 517 MW da elettricità e 850 tonnellate l'ora da vapore nell'area di Salina Cruz, nello stato di Oaxaca in Messico. L'impianto di cogenerazione che verrà costruito da Enel, Abengoa e PMX Cogeneración (una società a partecipazione indiretta di Pemex) fornirà alla raffineria Pemex parte della produzione di energia elettrica e vapore, mentre il resto dell'elettricità generata verrà venduta sul mercato.

Nomina di Francesco Starace nel Global Compact delle Nazioni Unite

In data 13 maggio 2015, le Nazioni Unite hanno annunciato che il Segretario generale Ban Ki-moon ha nominato Francesco Starace, Amministratore Delegato del Gruppo Enel nel Consiglio di Amministrazione del Global Compact delle Nazioni Unite. Il Global Compact è la più grande iniziativa mondiale per la sostenibilità aziendale e il Consiglio rappresenta la chiave di volta della sua struttura di governance, in quanto contribuisce a definire la strategia e le politiche nonché a fornire consulenza su tutte le questioni di interesse del Global Compact, in particolare in materia di sostenibilità. L'iniziativa LEAD è una delle principali attività del Global Compact ed Enel figura tra le sei imprese globali che ne gestiscono il programma "Board", mirato a rafforzare il ruolo dei Consigli di Amministrazione a favore dell'integrazione dei temi della sostenibilità nelle strategie aziendali.

La nomina di Francesco Starace, primo rappresentante di un'azienda italiana ad essere insignito di questo ruolo, è operativa dal 1° giugno 2015 e dura tre anni.

Enel confermata negli indici di sostenibilità Euronext Vigeo

In data 3 giugno 2015, Enel è stata confermata nel Euronext Vigeo – World 120 index, come una delle aziende più sostenibili tra le 120 società quotate col livello più alto di capitale flottante in Europa, Nord

America e regione Asia Pacifico. Inoltre, Enel è stata confermata negli indici regionali Euronext Vigeo Eurozone 120 e Europe 120 che, rispettivamente, classificano le 120 società con il livello più alto di responsabilità sociale d'impresa tra quelle col maggior capitale flottante nell'Eurozona e in Europa. L'azienda, ammessa agli indici fin dalla loro creazione, ha ottenuto la conferma per il terzo anno consecutivo. Euronext Vigeo aggiorna semestralmente i criteri di ammissione agli indici in modo che gli standard di sostenibilità delle aziende ammesse siano allineati ai più recenti sviluppi del settore. Endesa ed Enel Green Power sono state ammesse nel Euronext Vigeo – World 120 index dalla fine del 2014. Inoltre le due aziende fanno parte del Euronext Vigeo Eurozone 120 e Europe 120 dalla creazione degli indici, avvenuta tre anni fa.

La conferma in questi indici è il riconoscimento della solidità dell'impegno di Enel per la sostenibilità. Le analisi Euronext Vigeo danno conto degli sforzi delle maggiori aziende nel porre lo sviluppo sostenibile al centro delle strategie di business. Vigeo prende in considerazione per ogni azienda 330 indicatori, su 38 aree tematiche che includono la salvaguardia dell'ambiente, l'impegno per il rispetto dei diritti e del capitale umano, le relazioni con gli stakeholder, la corporate governance e il codice etico, l'integrità e la lotta alla corruzione, la prevenzione del dumping sociale e ambientale nella catena di approvvigionamento e di subappalto.

L'inserimento nei tre indici si aggiunge alla presenza di Enel nei più importanti indicatori mondiali sulla sostenibilità come il Dow Jones Sustainability Index World, il Dow Jones Sustainability Index Europe, il FTSE4Good, il Carbon Disclosure Leadership Index, il Carbon Performance Leadership Index e il Newsweek Green Ranking.

Conferma di Enel nell'indice FTSE4Good

In data 13 luglio 2015, il Gruppo Enel è stato riconfermato nel prestigioso indice FTSE4Good, ottenendo un punteggio assoluto di 4,3 su 5 nella performance ESG (Environmental – Social – Governance). L'indice misura il comportamento delle imprese in ambiti quali la lotta al cambiamento climatico, la governance, il rispetto dei diritti umani e la lotta alla corruzione. Anche Enel Green Power, la società attiva nell'ambito delle energie rinnovabili del Gruppo, è stata confermata nell'indice. Creata da FTSE Russell, società che opera nel campo degli indici globali, FTSE4Good è una serie di indici azionari progettati per favorire l'investimento in aziende in base alle loro performance ESG. Le aziende presenti nel FTSE4Good Index Series soddisfano una serie di criteri ambientali, sociali e di governance.

Riorganizzazione delle attività in America Latina

In data 27 luglio 2015, i consigli di amministrazione di Enersis S.A. ("Enersis") e delle sue controllate Endesa Chile e Chilectra S.A. ("Chilectra"), a seguito dell'analisi del progetto di riorganizzazione societaria volta a separare le attività di generazione e distribuzione di energia elettrica svolte in Cile da quelle sviluppate in altri Paesi dell'America Latina, hanno condiviso che tale riorganizzazione venga realizzata mediante le seguenti operazioni societarie: (i) la scissione parziale di Endesa Chile e Chilectra, mediante l'assegnazione di tutte le rispettive attività e passività detenute negli altri Paesi dell'America Latina (i.e., diversi dal Cile) in favore di due società di nuova costituzione, denominate, rispettivamente, "Endesa Americas" e "Chilectra Americas"; (ii) la scissione parziale di Enersis, mediante l'assegnazione di tutte le relative attività e passività detenute in Cile (ivi comprese le partecipazioni in Endesa Chile e Chilectra) in favore di una società di nuova costituzione denominata "Enersis Chile" con il contestuale cambiamento della denominazione sociale di Enersis in "Enersis Americas", società che rimarrà titolare di tutte le attività e passività detenute negli altri Paesi dell'America Latina (tra cui le partecipazioni nelle indicate società di nuova costituzione Endesa Americas e Chilectra Americas); (iii) la successiva fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas. Tale ultima società, ad esito della fusione, risulterà pertanto titolare di tutte le partecipazioni detenute dal perimetro Enersis negli altri Paesi dell'America Latina (i.e., diversi dal Cile). È previsto che Enersis Chile ed Enersis Americas abbiano sede in Cile e le relative azioni siano quotate sugli stessi mercati in cui

attualmente sono quotate le azioni Enersis. Nessuna delle suddette operazioni comporterà l'apporto di nuovi conferimenti in denaro da parte degli azionisti delle società coinvolte.

In data 6 novembre 2015 i Consigli di Amministrazione delle società controllate cilene Enersis, Empresa Nacional de Electricidad ("Endesa Chile") e Chilectra hanno deliberato la rispondenza all'interesse delle rispettive società del progetto di riorganizzazione societaria volta a separare le attività di generazione e distribuzione di energia elettrica realizzate in Cile da quelle sviluppate negli altri Paesi dell'America Latina.

I sopracitati Consigli di Amministrazione si sono inoltre riuniti nuovamente per condividere la convocazione delle rispettive Assemblee straordinarie chiamate ad approvare la complessiva operazione di riorganizzazione societaria e a dare avvio alla prima fase della medesima, concernente le scissioni parziali di Enersis, Endesa Chile e Chilectra. In vista dell'ultima fase della riorganizzazione societaria, che prevede la fusione per incorporazione di Endesa Americas e Chilectra Americas in Enersis Americas, i Consigli di Amministrazione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra hanno altresì condiviso, in base ai pareri degli advisor finanziari e degli esperti indipendenti sulla valutazione delle società che saranno coinvolte in tale fusione, un rapporto indicativo di cambio in base al quale:

- > per ciascuna azione di Endesa Americas i suoi azionisti ricevano in concambio tra un minimo di 2,3 ed un massimo di 2,8 azioni di Enersis Americas; e
- > per ciascuna azione di Chilectra Americas i suoi azionisti ricevano in concambio tra un minimo di 4,1 ed un massimo di 5,4 azioni di Enersis Americas.

I vari documenti utilizzati dai Consigli di Amministrazione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra per l'approvazione della riorganizzazione societaria risultano a disposizione del pubblico sui siti delle società coinvolte.

In data 18 dicembre 2015 le Assemblee Straordinarie delle società controllate cilene hanno approvato la prima fase della complessiva riorganizzazione societaria summenzionata.

La scissione si è, poi, realizzata con decorrenza 1 febbraio 2016.

Enel confermata nel Dow Jones Sustainability World Index

In data 10 settembre 2015, il Gruppo Enel, per il dodicesimo anno consecutivo, è stato ammesso al Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World). L'indice include solo 317 società al mondo, meno del 10 per cento di quelle selezionate da RobecoSAM per una valutazione ai fini dell'ammissione al DJSI. Enel è una delle 10 società italiane entrata nel DJSI World.

Acquisizione di BLP Energy

In data 24 settembre 2015, Enel Green Power ha acquisito una quota di maggioranza di BLP Energy ("BLP"), utility-scale attiva nel solare ed eolico, controllata da Bharat Light & Power, per un corrispettivo totale di circa 30 milioni di euro. BLP, una delle più importanti società di rinnovabili in India, attualmente possiede e gestisce impianti eolici negli stati di Gujarat e Maharashtra con una capacità installata complessiva di 172 MW e una produzione totale annuale di circa 340 GWh. La società possiede inoltre un portafoglio di circa 600 MW di progetti eolici in diverse fasi di sviluppo.

Avvio della produzione della centrale di El Quimbo

In data 13 ottobre 2015, Emgesa ha dato avvio alla produzione della centrale idroelettrica di El Quimbo, in Colombia. Con una potenza installata di 400 MW la centrale, alimentata dal Magdalena (il maggior fiume colombiano), è situata nella regione del Huila, a circa 350 km a sudovest di Bogotá. Le attività di riempimento del bacino erano state avviate a fine giugno dopo il completamento delle principali opere civili, che hanno consentito la messa in esercizio della prima delle due unità della centrale. In attesa di partire con l'esercizio commerciale, l'impianto è stato soggetto a prove per un periodo di circa 20 giorni. Con l'avvio della seconda unità la centrale potrà produrre circa 2,2 TWh l'anno, tali da garantire la

copertura di circa il 4% della domanda elettrica del Paese e riducendo l'impatto che il fenomeno di El Niño, provocando condizioni di siccità, ha fatto registrare sulla fornitura di energia elettrica del Paese.

Conferma di Enel nello STOXX Global ESG Leaders Index

In data 26 ottobre 2015, Enel è stata ammessa per il secondo anno consecutivo nello STOXX Global ESG Leaders index, che misura i risultati delle aziende in merito alle pratiche ambientali, sociali e di governance (ESG), basandosi su una valutazione effettuata da Sustainalytics, agenzia leader nel campo del rating in materia di sostenibilità.

Vendita del sito di Porto Marghera

In data 2 novembre 2015 si è conclusa la vendita del sito Enel di Porto Marghera, costituito dalla centrale termoelettrica "Giuseppe Volpi" (alimentata a carbone e sostanzialmente inattiva da circa 3 anni) e dall'area circostante, a tre soggetti già presenti con le loro attività nell'area industriale e che si occupano di logistica portuale, carpenteria metallica e impiantistica: Porto Invest, Simic e CITI. Si tratta del primo impianto Enel che viene dismesso all'interno del progetto Futur-e, che prevede la riqualificazione di 23 impianti termoelettrici, molti dei quali non più attivi. Due dei tre acquirenti (CITI e Simic) svilupperanno nel sito nuovi insediamenti industriali, mentre il terzo (Porto Invest), anche tramite società collegate, amplierà le proprie capacità logistiche che già svolge in prossimità dell'area: gli investimenti associati a tali iniziative determineranno un importante indotto economico e occupazionale a beneficio dell'area di Porto Marghera, sia nella fase realizzativa, sia in quella di esercizio delle nuove attività industriali.

Accordo per in rinnovamento eolico sostenibile

In data 3 novembre 2015 E2i, Enel Green Power, ERG Renew, Falck Renewables, IVPC insieme a Legambiente e Anci hanno firmato la "Carta per il rinnovamento eolico sostenibile". Obiettivo del documento è quello di identificare regole operative, criteri applicativi, standard, procedure e "best practices" che permettano di garantire efficacia e trasparenza nei progetti di rinnovamento del parco eolico esistente in Italia per costruire un percorso di sostenibilità qualificante. Attraverso il rinnovamento e l'utilizzo di tecnologie moderne è, infatti, oggi possibile ridurre il numero degli aerogeneratori e, senza diminuire la potenza installata, produrre più energia "verde", offrendo maggiore flessibilità tecnica a servizio della Rete elettrica. La Carta è articolata su quattro principi cardine: la tutela e valorizzazione delle risorse naturali in siti già operativi; l'utilizzo ottimale del territorio massimizzando l'uso delle opere infrastrutturali esistenti; il contenimento e la mitigazione degli impatti ambientali in tutte le fasi del processo; la continuità e la trasparenza nel rapporto con il territorio, le istituzioni e le comunità locali.

Accordo per la cessione di Hydro Dolomiti Enel

In data 13 novembre 2015 Enel Produzione e Fedaia Holdings Sàrl, società lussemburghese controllata dal fondo infrastrutturale Macquarie European Infrastructure Fund 4 ("MEIF4"), gestito da Macquarie Infrastructure and Real Assets, hanno firmato il contratto relativo alla cessione dell'intera partecipazione posseduta da Enel Produzione in Hydro Dolomiti Enel Srl ("HDE"), pari al 49% del capitale sociale di quest'ultima, per un corrispettivo di circa 335 milioni di euro. Tale corrispettivo sarà soggetto a conguaglio sulla base di meccanismi usuali in questo tipo di operazioni.

HDE gestisce un parco di 28 impianti idroelettrici, prevalentemente localizzati nel territorio della Provincia di Trento, con una potenza totale installata di circa 1.280 MW. Il perfezionamento dell'operazione è condizionato alla rinuncia o al mancato esercizio del diritto di prelazione da parte di Dolomiti Energia SpA (che detiene il restante 51% di HDE) ed al nulla osta dell'Autorità Antitrust dell'Unione Europea. L'operazione consentirà di ridurre l'indebitamento finanziario netto consolidato del Gruppo Enel per un ammontare pari indicativamente al corrispettivo complessivo indicato.

Integrazione tra Enel e Enel Green Power

In data 17 novembre 2015 i Consigli di Amministrazione di Enel SpA (“Enel”) e di Enel Green Power SpA (“EGP”) hanno approvato il progetto di scissione parziale non proporzionale (il “Progetto di Scissione”) di EGP in favore di Enel (la “Scissione”). La Scissione prevede: - l’assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del compendio scisso essenzialmente rappresentato (i) dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International BV, holding di diritto olandese che detiene partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili nel Nord, Centro e Sud America, in Europa, in Sudafrica e in India, e (ii) da attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tale partecipazione (il “Compendio Scisso”); e - il mantenimento in capo ad EGP di tutti i restanti elementi patrimoniali diversi da quelli che fanno parte del Compendio Scisso (e quindi, essenzialmente, le attività italiane e le residue limitate partecipazioni estere). Trattandosi di scissione non proporzionale, è previsto che (i) i soci di EGP diversi da Enel concambino in azioni Enel tutte le azioni dagli stessi possedute in EGP e (ii) Enel concambi le azioni corrispondenti alla sua partecipazione nel Compendio Scisso in azioni Enel, le quali verranno contestualmente annullate ai sensi degli artt. 2504-ter, comma 2 e 2506-ter, comma 5 cod. civ. La Scissione sarà realizzata sulla base di un rapporto di cambio pari a n. 0,486 azioni Enel di nuova emissione per ciascuna azione EGP portata in concambio (il “Rapporto di Cambio”), senza conguagli in denaro. Pertanto, alla data di efficacia della Scissione, da un lato, EGP ridurrà il proprio capitale sociale in misura corrispondente al valore del Compendio Scisso e, dall’altro, Enel aumenterà il proprio capitale a servizio della Scissione. Precisamente, Enel emetterà massime n. 770.588.712 nuove azioni – aventi godimento regolare e valore nominale di 1 Euro ciascuna – destinate ai soci di minoranza di EGP in applicazione del Rapporto di Cambio. Alla data di efficacia della scissione, Enel risulterà quindi l’unico socio di EGP e le azioni EGP cesseranno di essere negoziate sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA e sul sistema elettronico di negoziazione continua spagnolo (Sistema de Interconexión Bursátil, SIBE).

In data 23 dicembre 2015 è stato pubblicato il Documento informativo relativo all’operazione in commento.

Accordo per la cessione di Slovenske elektrárne

In data 18 dicembre 2015 Enel Produzione SpA ha firmato con EP Slovakia BV (“EP Slovakia”) controllata da Energetický a průmyslový holding as (“EPH”) il contratto relativo alla cessione della partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne, pari al 66% del capitale sociale di quest’ultima.

La cessione avverrà attraverso il previo conferimento in una società di nuova costituzione (“HoldCo”) dell’intera partecipazione detenuta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne e la successiva cessione ad EP Slovakia del 100% di tale HoldCo, la cui effettuazione è prevista in due fasi.

Nella prima fase, Enel Produzione cederà il 50% del capitale sociale della HoldCo a EP Slovakia per un corrispettivo pari a 375 milioni di euro, di cui 150 milioni di euro pagati contestualmente al perfezionamento della prima fase e 225 milioni di euro al perfezionamento della seconda fase. Il corrispettivo potrà variare in base all’applicazione del meccanismo di conguaglio di seguito descritto.

Nella seconda fase, un’opzione put o un’opzione call potranno essere esercitate rispettivamente da Enel Produzione o da EP Slovakia decorsi 12 mesi dall’ottenimento del Trial Operation Permit delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce, attualmente in costruzione. Sulla base dell’attuale programma di lavoro, si prevede che tali opzioni diventino esercitabili entro il primo semestre del 2019. Una volta esercitata una delle due opzioni, Enel Produzione cederà il restante 50% del capitale sociale della HoldCo a EP Slovakia per un corrispettivo pari a 375 milioni di euro. Il pagamento sarà dovuto contestualmente al perfezionamento della cessione stessa e il corrispettivo potrà variare in base all’applicazione del meccanismo di conguaglio di seguito descritto. Il perfezionamento della seconda fase è condizionato all’ottenimento del permesso definitivo per l’esercizio delle unità 3 e 4 di Mochovce.

Il corrispettivo complessivo delle due fasi, pari pertanto a 750 milioni di euro, è soggetto a un meccanismo di conguaglio, che verrà calcolato da esperti indipendenti e applicato al perfezionamento della seconda fase, sulla base di vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektrárne, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, livelli di efficienza operativa di Slovenské elektrárne misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

L'accordo prevede inoltre che, qualora le opzioni non divengano esercitabili nei termini sopra indicati, le stesse siano in ogni caso esercitabili a partire dal 30 giugno 2022 (c.d. long stop date). Anche in tale caso, l'aggiustamento del corrispettivo prenderà in considerazione l'effettivo enterprise value delle suddette unità.

Il perfezionamento dell'operazione è inoltre condizionato all'ottenimento del nulla osta da parte dell'Autorità Antitrust dell'Unione Europea.

Cessione degli asset rinnovabili in Portogallo

In data 26 novembre 2015, Enel Green Power España ("EGPE"), detenuta al 60% da EGP e al 40% da Endesa) ha concluso la vendita dell'intero capitale sociale di Finerge Gestão de Projectos Energéticos, S.A. ("Finerge Gestão"), società interamente detenuta da EGPE e che gestisce impianti eolici in Portogallo per una capacità installata netta di 642 MW, equivalente a 863 MW di capacità lorda, alla società portoghese First State Wind Energy Investments SA ("First State Wind Energy Investments"). La sottoscrizione del predetto accordo era stata comunicata al mercato in data 30 settembre 2015. Il corrispettivo totale per la vendita è pari a 900 milioni di euro, comprensivo del rimborso di un finanziamento soci concesso a Finerge Gestão. Con il perfezionamento dell'operazione, EGP esce dal settore delle energie rinnovabili in Portogallo.

La vendita è stata finalizzata a seguito della conclusione della scissione di ENEOP - Eólicas de Portugal, SA ("ENEOP") - società che possedeva un portafoglio operativo di impianti eolici, con una capacità installata complessiva pari a 1.333 MW, di cui Finerge Gestão deteneva una partecipazione del 35,96% del capitale sociale - comunicata al mercato in data 28 ottobre 2015. Per effetto della scissione, Finerge Gestão ha consolidato sei impianti eolici per una capacità installata totale di 445 MW. Tale capacità si è aggiunta al portafoglio di asset di Finerge Gestão già comprensivo di partecipazioni di maggioranza e di minoranza, equivalenti a una capacità installata netta di circa 197 MW (pari a 418 MW di capacità lorda). Il corrispettivo totale di 900 milioni di euro, pagato interamente per cassa, è soggetto a price adjustment in linea con le procedure standard per questo tipo di transazioni.

Creazione di una Joint Venture operante nel fotovoltaico in Italia

In data 22 dicembre 2015, Enel Green Power e F2i SGR SpA("F2i"), in nome e per conto di F2i - Fondo italiano per le infrastrutture, unitamente alle rispettive società controllate, Enel Green Power Solar Energy Srl e F2i Energie Rinnovabili Srl, hanno perfezionato la creazione di una joint venture paritetica, facendo seguito all'accordo siglato il 16 ottobre 2015 e comunicato al mercato nella medesima data.

La joint venture, nella quale Enel Green Power ha conferito i propri asset solari in Italia, nasce dalla fusione per incorporazione nella predetta società di F2i Solare 1 e F2i Solare 3, società controllate da F2i Energie Rinnovabili, con efficacia a partire dal 31 dicembre 2015.

La nuova joint venture, che si pone l'obiettivo di diventare leader del mercato fotovoltaico in Italia, nasce così con un portafoglio di 207 MW di capacità installata, per effetto dell'apporto di 102 MW da parte di EGP e di 105 MW da parte di F2i.

Il closing è stato perfezionato in seguito all'avveramento delle condizioni sospensive previste nell'accordo firmato tra le parti lo scorso 16 ottobre, tra le quali il parere positivo della competente Autorità Antitrust comunitaria. L'enterprise value degli asset di EGP è pari a circa 234 milioni di euro e quello degli asset di F2i a circa 282 milioni di euro, con un equity value rispettivamente pari a circa 91 milioni di euro, al netto delle minorities, e circa 111 milioni di euro. Pertanto, Enel Green Power, al fine di

garantire partecipazioni paritarie nella joint venture, ha effettuato un apporto di cassa per circa 20 milioni di euro.

Nel 2016, è comunque previsto un meccanismo di aggiustamento dei valori usuale per questo tipo di operazioni.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2015	2014
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,63	1,68
Risultato operativo per azione (euro)	0,82	0,33
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,23	0,05
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,32	0,33
Dividendo unitario (euro) ⁽¹⁾	0,16	0,14
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,44	3,35
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,46	4,46
Prezzo minimo dell'anno (euro)	3,44	3,13
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	3,96	3,75
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) ⁽²⁾	37.220	35.307
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	9.403	9.403

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2016.

(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

	Corrente ⁽¹⁾	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2013
Peso azioni Enel:				
- su indice FTSE MIB	9,98%	9,05%	9,45%	8,82%
- su indice Bloomberg World Electric	3,00%	3,04%	2,89%	3,12%
Rating				
Standard & Poor's	Outlook	Positive	Positive	Stable
	M/L termine	BBB	BBB	BBB
	Breve termine	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Stable	Stable	Negative
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	P2	P2	P2
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Stable
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2016.

Il 2015 è stato caratterizzato da un miglioramento delle condizioni economiche nei paesi avanzati. Lo scorso dicembre, la Federal Reserve ha messo fine alla politica di tassi di interesse nulli negli Stati Uniti adottata dal 2008: tale decisione è stata motivata dal significativo miglioramento del mercato del lavoro nella principale economia mondiale.

Continua invece l'indebolimento del progresso economico delle economie emergenti. Preoccupano in particolare le nuove e significative tensioni sul mercato finanziario in Cina emerse alla fine del 2015, accompagnate da crescenti timori sulle potenzialità di crescita dell'economia del paese. Il tutto ha contribuito a comprimere i prezzi delle materie prime, con i corsi petroliferi scesi sotto i 30 dollari al barile.

Nell'area Euro la crescita è proseguita nel 2015 anche se il recupero economico rimane fragile. L'indebolimento della domanda estera e la marcata discesa dei corsi petroliferi hanno contribuito all'insorgere di nuovi rischi al ribasso per l'inflazione con conseguenti rischi per la crescita. In Italia, la ripresa è proseguita gradualmente, grazie anche al miglioramento della domanda interna e alla discesa del tasso di disoccupazione nel corso del 2015.

Tuttavia, all'inizio dell'anno si è assistito ad un incremento dell'incertezza delle prospettive congiunturali a livello internazionale. Nei paesi emergenti ed in Cina in particolare la crescita sta subendo un'ulteriore decelerazione. L'indebolimento della domanda contribuisce a mantenere su livelli storicamente bassi i prezzi del petrolio e delle materie prime in generale.

Nei paesi maturi tali dinamiche incrementano ulteriormente i rischi di un livello di inflazione non coerente con la stabilità dei prezzi.

In questo contesto, anche i mercati finanziari hanno risentito delle tensioni maturate in Cina e nei paesi emergenti ed hanno registrato nei primi due mesi dell'anno significative perdite.

I principali indici azionari europei hanno infatti chiuso il 2015 in maniera contrastata.

L'indice italiano FTSE Italia All Share ha registrato nell'anno una variazione positiva pari al +15%, risultando il migliore tra i mercati azionari Europei.

Il settore delle Utilities dell'area euro ha chiuso l'esercizio in calo del -5%.

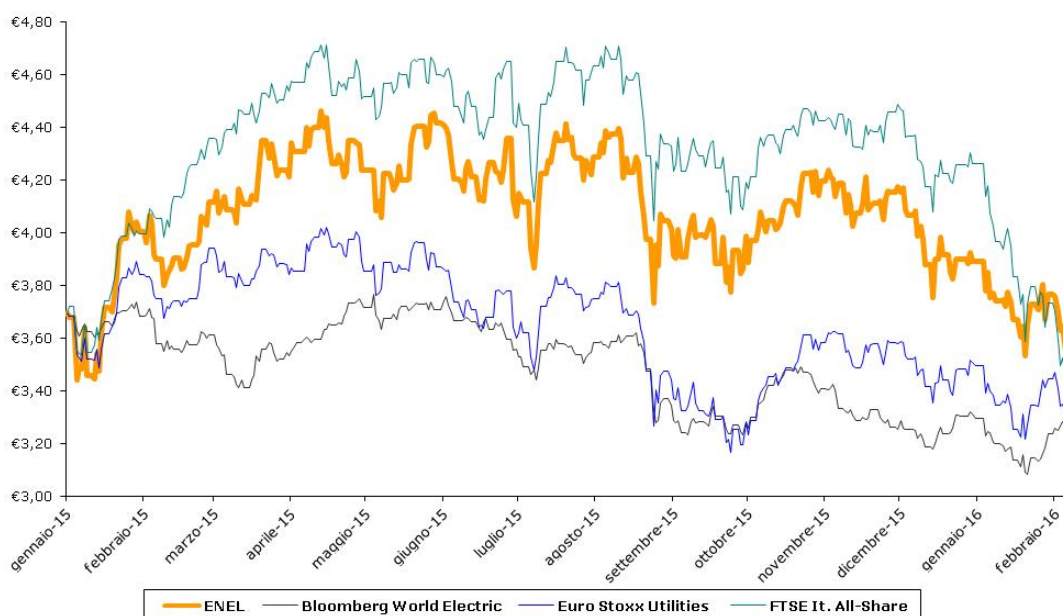
Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2015 si è concluso a quota euro 3,892 con un incremento del 5,3% rispetto all'anno precedente. Il titolo Enel è stato uno dei migliori tra i principali peers a livello Europeo registrando anche una significativa performance rispetto alle utilities dell'area euro.

Il 24 giugno 2015 è stato pagato il dividendo relativo agli utili 2014 per un importo pari a 14 centesimi di euro, in aumento dell'8% rispetto ai dividendi distribuiti nell'esercizio precedente.

Al 31 dicembre 2015 l'azionariato Enel è composto per il 25,5% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 51,5% da investitori istituzionali e per il 23,0% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale (www.enel.com) alla sezione Investor Relations (<http://www.enel.com/it-it/investors>) 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 specificatamente 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).



Fonte: Bloomberg

Il contesto economico energetico nel 2015

Andamento economico

Il contesto economico globale nel 2015 è stato contraddistinto da una accentuata fragilità, caratterizzata da un forte incremento della volatilità nelle principali piazze finanziarie e dall'incertezza sulle prospettive di ripresa economica mondiale. La crescita del PIL globale si attesta al 2,5%, un dato al di sotto della media degli ultimi 15 anni e supportato principalmente dal miglioramento economico dei paesi avanzati (PIL+1,9%). Preoccupa lo stato di emparse delle economie emergenti, contraddistinte nella maggior parte dei casi da un forte peggioramento del deficit gemello (come in Sud America e Sud Africa), contrazione della domanda interna, elevata inflazione e forte svalutazione delle valute locali. In particolare, le forti tensioni sul mercato finanziario in Cina, associate alle prospettive di rallentamento dell'attività reale (evidenziate dal crollo degli investimenti nel settore immobiliare, di vendite di beni durevoli e delle attività industriali) e di un'ulteriore politica monetaria espansiva con svalutazione del cambio (CNH), nonché il crollo delle importazioni unitamente ad un sostenuto deflusso di capitali esteri dal paese hanno esacerbato l'espansione degli scambi commerciali deprimendo le economie dei principali partner commerciali e dei paesi direttamente ed indirettamente esposti al fattore rischio Cina sui mercati dei capitali e delle valute (Cile, Corea del Sud, Australia, Taiwan, Filippine, Sud Africa, Indonesia, Russia, Brasile, Messico, Canada). Il taglio dell'outlook economico della Cina ha inasprito le pressioni in vendita delle commodities minerarie (rame, zinco, alluminio, piombo, nickel, carbone) in virtù di un minore impiego nel settore industriale e nelle costruzioni. Il petrolio in particolare si è attestato sotto i livelli minimi raggiunti nella fase più acuta della crisi del 2008-2009 a seguito dei timori di ampliamento dell'eccesso di offerta dovuto alla minore domanda globale; oltre al profilarsi della rimozione delle sanzioni in Iran che comporteranno un incremento dell'offerta. Le ragioni per tali andamenti trovano fondamento nella strategia dei paesi Opec che punta al mantenimento della quota attuale di produzione. L'impatto economico è stato devastante per i principali paesi esportatori di commodities quali: Russia, Sud Africa, Cile, Colombia, Perù, Australia e Indonesia.

Il 2015 si è chiuso con una buona performance degli Stati Uniti (+2,5%) che consolida il trend in ripresa post GFC. La ripresa è stata principalmente trainata dalla domanda interna dovuta al rafforzamento del mercato del lavoro (miglioramento del clima di fiducia dei consumatori, salari, e tasso di disoccupazione sceso al 4,9%), mentre il settore manifatturiero, gli investimenti fissi, gli ordinativi di beni durevoli ed il settore immobiliare hanno mostrato andamento altalenante. In particolare il settore industriale mostra debolezza con l'ISM manifatturiero in calo negli ultimi sei mesi consecutivi che unitamente al crollo del mercato azionario, l'appiattimento della curva dei rendimenti (10Yr - 2Yr notes) e l'andamento dei tassi swap a 5 anni (5yr-5yr swap rates) iniziano a creare timori di un possibile rischio recessione. L'inflazione rimane ben al di sotto del livello target del 2% stabilito dalla FED principalmente per effetto dei bassi prezzi delle commodities (Core CPI ex food&energy +2,1% rispetto all'anno precedente). La FED in dicembre scorso ha invertito la politica monetaria espansiva provvedendo alla prima stretta sui tassi di interesse. Incertezza però circa gli impatti del contesto economico globale (Cina in particolare), prolungate depresse quotazioni delle commodities petrolifere con conseguenti basse aspettative di inflazione e crescita economica (appiattimento della curva a termine dei tassi di interesse) ed incremento della volatilità sui mercati finanziari aumentano la probabilità di una nuova pausa da parte della FED nella sua manovra monetaria restrittiva nel corso dell'anno.

Gli effetti congiunti della politica monetaria espansiva da parte della BCE (estensione del quantitative easing, taglio dei tassi sui depositi a -0,15%) insieme al calo dei prezzi delle commodities e delle quotazioni dell'euro (questi ultimi due fattori hanno avuto il ruolo principale) hanno permesso all'Eurozona di ottenere una crescita attesa dell'1,5% YoY, circa 60 punti base in più rispetto allo scorso anno. L'inflazione rimane il vero tallone di achille per la Banca Centrale, con una variazione intorno allo zero percento nel 2015 e prospettive di recupero molto limitate per il prossimo biennio (raggiungimento del target del 2% della BCE non prima del 2018). L'occupazione è in miglioramento ma il tasso di disoccupazione ancora su livelli molto alti (11,4%) ben lontano dai livelli pre-crisi (~8%). Le prospettive di crescita economica per l'Eurozona se pure in miglioramento restano condizionate dal contesto di debolezza globale, dall'andamento del mercato dei cambi (euro in rafforzamento potrebbe limitare nel breve periodo la capacità di ripresa) dal clima di fiducia degli investitori (la crescita è stata guidata principalmente dai consumi privati mentre gli investimenti si mantengono ancora deboli) e dalla prontezza della BCE (attraverso estensione e rafforzamento della politica espansiva) nel calmierare i nervosismi dei mercati finanziari e nel promuovere una maggiore stabilità dei prezzi.

L'effetto euro debole, bassa inflazione e miglioramento del mercato del lavoro (Jobs Act) hanno consentito all'Italia di ottenere una variazione positiva del PIL stimata dal FMI allo 0,8 rispetto al -0,4% del 2014. La crescita è dovuta principalmente ad un miglioramento del clima di fiducia dei consumatori (miglioramento del mercato del credito, occupazione, stimoli fiscali, bassa inflazione). Tuttavia permangono diversi fattori di rischio sulle prospettive future legate a: riduzione degli stimoli fiscali per contenimento del deficit, basso clima di fiducia degli investitori, export debole e prospettive in peggioramento dovute al rallentamento economico di Cina, Russia e Brasile, rafforzamento dell'euro, instabilità politica nell'implementazione di riforme strutturali (senato, pubblica amministrazione, mercato del lavoro ancora troppo rigido ed improduttivo). Il FMI ha confermato le stime di crescita per il 2016 e 2017 rispettivamente all'1,3% ed all'1,2%; tuttavia la recente turbolenza dei mercati finanziari e "flight to safety" degli investitori (con forte incremento dello spread sui titoli governativi), crisi del sistema bancario italiano/europeo ed elevata volatilità sul mercato dei cambi e delle commodities lasciano molte ombre sulla capacità del paese di centrare tali obiettivi nel prossimo biennio (pressione al rialzo sui rendimenti dei BTP ed ampliamento del deficit lasciano presagire una manovra di politica fiscale restrittiva, con

impatto negativo sulla crescita, in assenza di concrete negoziazioni tra i paesi leader dell'Unione Europea).

Complesso il contesto economico per il Giappone alle prese con rischio recessione acuito dal calo dei consumi e della produzione e dall'inflazione che rimane contenuta stimata ora dalla BOJ allo 0,8% nel 2016. I nuovi corsi dei prezzi delle commodities, il rallentamento dell'economia cinese e l'instabilità dei mercati finanziari globali hanno spinto la BOJ ad adottare tassi di interesse sui depositi negativi (-0,1%) nel tentativo di stimolare le banche ad incrementare i finanziamenti alle imprese, ripristinare la fiducia degli investitori ed evitare ulteriore apprezzamento dello Yen. L'operazione risulta però complessa con i rendimenti sui titoli governativi di medio-lungo termine destinati a diventare negativi con rischio disinvestimento (ad eccezione della BOJ) da parte degli investitori del debito giapponese.

Le economie emergenti continuano a sotto-performare (3,7% Vs 4,4% nel 2014). I drivers rimangono principalmente legati alle commodities, rallentamento economico della Cina, elevato indebitamento e livello dei tassi di interesse non sostenibile, eccessiva volatilità dei cambi che comportano un forte deflusso di capitali esteri.

Tra i paesi emergenti la Russia ed il Brasile sono in recessione. La prima sconta una crescita attesa negativa del 3,7% dovuta al crollo dell'export a causa delle basse quotazioni petrolifere, un cambio in deprezzamento del 60% (in linea con l'andamento dei prezzi del Brent), un tasso di inflazione oltre il 12% ed un deficit fiscale al 3,7%. I nuovi corsi del Brent manterranno pressione al ribasso sul rublo ma consentiranno un graduale contenimento dell'inflazione (attesa intorno al 7% nell'arco dei prossimi 12 mesi). Con livelli di Brent intorno ai 30 dollari al barile, la probabilità di un taglio dei tassi da parte della banca centrale (CRB) rimane piuttosto bassa.

Il quadro economico del Brasile è ancora più preoccupante, con un PIL negativo stimato al 3,7% nel 2015, inflazione attualmente al 10,7%, deficit fiscale al 9,3% sul PIL. L'instabilità politica, la mancanza di coordinamento tra congresso e governo nell'implementazione delle riforme (taglio della spesa pubblica, riforma del sistema pensionistico ed incremento della pressione fiscale) e nell'attuazione di una politica fiscale restrittiva sostenibile rendono le prospettive di ripresa economica estremamente incerte. In particolare, la Banca Centrale continua a mantenere una politica monetaria restrittiva (tassi al 14,25%) per sostenere il cambio ed evitare l'acuirsi del deflusso dei capitali esteri oltre a contenere l'inflazione (target al 6,5% nel 2016). Tuttavia il debole contesto globale, l'instabilità fiscale e l'elevato regime dei tassi di interesse (costo del finanziamento nel settore privato oltre il 30%) attenuano le probabilità di ripresa dell'economia brasiliana. All'interno dell'area del Latin America, continuano a sotto-performare Cile, Colombia e Perù. Il primo dovrebbe registrare una crescita stimata al 2% nel 2015 Vs 4,6% come media degli ultimi cinque anni. Il Cile è stato colpito dal collasso dei prezzi del rame (50% del totale delle esportazioni e ~11% del GDP), dal calo dell'import della Cina (principale partner commerciale) e dalla recessione economica in Brasile. Fiducia dei consumatori e degli investitori deboli, inflazione elevata, anche se parzialmente in calo per effetto del prezzo delle commodity, ed il profilarsi dell'aumento dei tassi di interesse negli USA nel corso dell'anno rimangono fattori di rischio per il 2016. La domanda interna nonostante il tasso di disoccupazione ai livelli minimi comincia a scontare una flessione nei salari reali e di conseguenza nei consumi privati (il principale driver di crescita nel 2015). In Colombia il PIL dovrebbe passare dal 4,6% nel 2014 al 2,8% nel 2015. Il crollo delle quotazioni del greggio (52% dell'export), solo in parte controbilanciato dal calo della valuta locale, il peggioramento della bilancia fiscale (-4,1% nel 2015 Vs 2,3% nel 2014) ed il contesto di debolezza economica globale continuano ad influire negativamente sulla capacità di ripresa nonostante la buona elasticità della domanda interna. Sostanzialmente stabile la crescita in Perù (2,5% Vs 2,4% nel 2014) ma nettamente inferiore alla media

degli ultimi 5 anni (5,2%) per via di una decelerazione negli investimenti (pubblici e privati), nella domanda interna, rallentamento dell'attività mineraria a causa di

prezzi più contenuti delle commodities nel 2015 (rame ed oro) e scarsa flessibilità del cambio a controbilanciare il calo dei prezzi delle commodities stesse (la banca centrale è focalizzata nel mantenimento della stabilità della valuta con politica monetaria restrittiva esacerbando la fuoriuscita di riserve in valuta estera). L'inflazione continua a mantenersi ben al di sopra del range di confidenza (3% +/-1%) attestandosi attualmente al 4,6% YoY. La ripresa dell'attività reale negli ultimi mesi dell'anno (GDP +4% YoY in novembre Vs +3% in ottobre) sostenuta da un aumento dell'attività mineraria (grazie ad una maggiore stabilizzazione dell'outlook sui prezzi di oro e rame) e del settore della pesca ed una normalizzazione nel ciclo degli investimenti (con beneficio principale per il settore delle costruzioni) presagiscono un graduale miglioramento delle prospettive economiche per il 2016 ed un rafforzamento della politica monetaria restrittiva da parte della banca centrale (per contenere l'inflazione entro il livello target).

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

Incremento annuo PIL in termini reali

%		2015	2014
Italia		0,8	-0,4
Spagna		3,2	1,4
Portogallo		1,5	0,9
Grecia		-0,2	0,7
Francia		1,1	0,2
Romania		3,5	2,8
Russia		-3,7	0,6
Brasile		-3,8	0,1
Cile		2,0	1,8
Colombia		2,8	4,6
Messico		2,5	2,3
Perù		2,5	2,4
Canada		1,2	2,5
USA		2,5	2,4

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



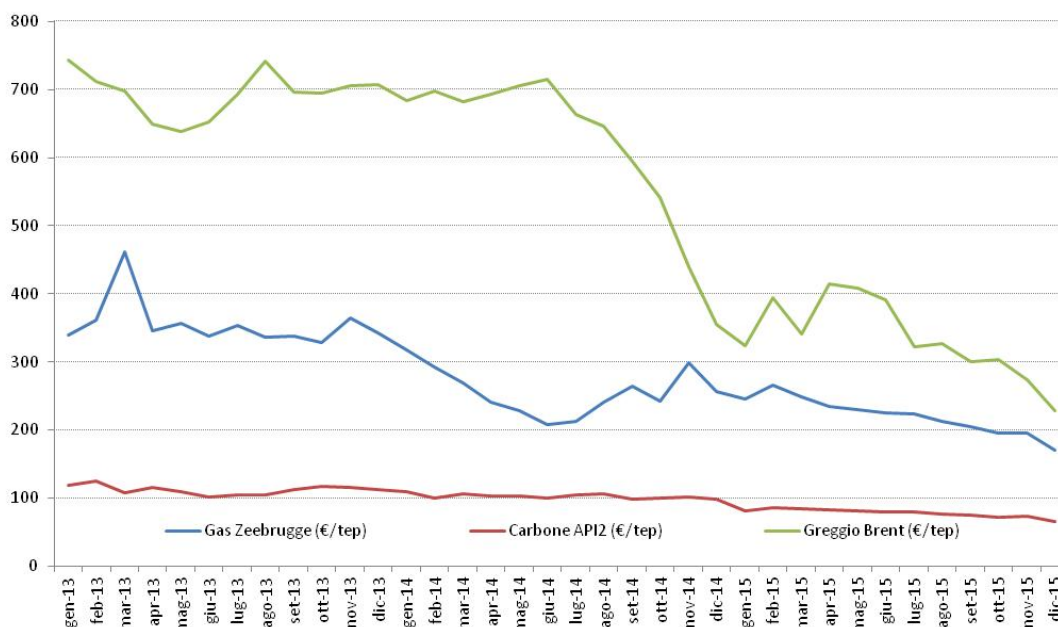
Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso del 2015 il prezzo del Brent è crollato raggiungendo i 35,8 dollari statunitensi/bbl a fine anno (vs 55,6 dollari statunitensi /bbl del 2014). Il trend al ribasso è stato esacerbato dalla crescente divergenza tra offerta e domanda, elevata tensione e volatilità sui mercati finanziari e rafforzamento del dollaro nel corso dell'anno.

Dal lato della domanda diversi fattori tra i quali (i) il rallentamento delle performance economiche globali ed in particolare di Cina e dei paesi emergenti (ii) attenzione ai vincoli ambientali (COP 21) e conseguente calo dei consumi (iii) rafforzamento del dollaro ed elevata volatilità sui mercati finanziari con aumento delle pressioni in vendita; mentre l'offerta è stata caratterizzata da (i) crescita della produzione non convenzionale negli USA e Canada (tight oil) nella prima parte dell'anno (in calo invece la produzione negli ultimi mesi dell'anno) (ii) crescita della produzione da parte dei paesi Opec con il recupero della produzione irachena negli ultimi mesi dell'anno (+250kb/d a novembre scorso) (iii) rimozione delle sanzioni sull'export della produzione iraniana (16 gennaio 2016) con incremento potenziale di oltre 500kb/d.

A ciò va aggiunta la prolungata riluttanza da parte dei Paesi OPEC, con in testa l'Arabia Saudita, a ridurre i loro livelli di produzione al fine di mantenere le quote di mercato (e potenzialmente ulteriormente scoraggiare la produzione di oil non convenzionale). Accanto a questi elementi fondamentali, hanno prevalso motivazioni di carattere finanziario in particolare: attese circa il rialzo dei tassi d'interesse da parte della Federal Reserve americana, rafforzamento del dollaro, incremento dell'avversione al rischio da parte degli investitori (a partire dalla seconda parte dell'anno) con conseguenti forti pressioni in vendita degli assets rischiosi commodities incluse.

Quotazioni delle commodity



Il crollo dei prezzi del Brent unitamente al rallentamento dell'attività industriale, temperature più miti, eccesso di produzione e maggiore attenzione al rispetto dei vincoli ambientali hanno contribuito al calo delle quotazioni del carbone e del gas. I prezzi del carbone hanno registrato una flessione del 67% nel 2015 attestandosi sul finire dell'anno a 47,9 dollari statunitensi /ton rispetto a 71,3 dollari statunitensi /ton a fine 2014. 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 dalla sempre crescente competizione delle energie rinnovabili, determinando un sostanziale surplus di offerta sul mercato.

Più modesta la contrazione delle quotazioni del gas con il prezzo spot del gas naturale nell'hub europeo di Zeebrugge in calo del 15% nel corso dell'anno, passando da 48,4 pence/therm (fine 2014) a 32,2 pence/therm (fine 2015). Malgrado la minore domanda globale dovuta al rallentamento economico, effetti climatici e penetrazione delle rinnovabili, la maggiore competitività del gas rispetto al carbone nella generazione di energia elettrica ha permesso a quest'ultima di non subire un brusco calo nelle quotazioni.

I mercati dell'energia elettrica e del gas naturale

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh			
	2015	2014	2015-2014
Italia	315.234	310.535	1,5%
Spagna	248.025	243.544	1,8%
Romania	51.205	50.641	1,1%
Russia ⁽¹⁾	767.328	772.255	-0,6%
Slovacchia	29.213	28.086	4,0%
Argentina	136.099	130.654	4,2%
Brasile ⁽²⁾	548.522	569.734	-3,7%
Cile ^{(2) (3)}	53.023	52.225	1,5%
Colombia	66.175	63.570	4,1%

(1) Europa/Urali.

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

(3) Al lordo delle perdite di rete.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati TSO.

In Europa, i paesi mediterranei registrano tassi di crescita positivi della domanda elettrica, soprattutto a causa della ripresa dell'andamento economico in parte compensato da effetti climatici. In particolare, l'Italia registra una crescita dell'1,5% (1,4% al netto degli effetti climatici e di calendario) invertendo il trend negativo degli ultimi tre anni. A trainare l'incremento, in particolare, sono state: la macro-area Sud (che include Campania, Puglia, Calabria e Basilicata) che ha fatto registrare la crescita più consistente con un +4,4%, quella composta da Toscana ed Emilia Romagna con un +4,3% e ancora quella Centro (che comprende Lazio, Abruzzo, Marche, Molise, Umbria) con una variazione del +2,3% rispetto al 2014. La Spagna registra una crescita dell'1,8% (+1,5% al netto degli effetti calendario e temperature) sensibilmente inferiore rispetto alle stime di crescita del PIL superiori al 3%. In particolare si evidenzia il trend in rallentamento a partire dal 2008 dei consumi privati ed industriali in parte per il miglioramento dell'efficienza in parte per fattori strutturali. In Russia, nel 2015 si rileva una contrazione (-0,6%) rispetto al 2014 di impatto lieve se confrontata con il contesto recessivo in cui versa il paese. Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina, con incrementi sostenuti per Perù (+5,9%), Argentina (+4,2%), Colombia (+4,1%) e Cile (+1,5%). Negativa la crescita per il Brasile (-3,7%) che sconta lo stato di recessione economica.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh	2015	2014	2015-2014	
Produzione netta:				
- termoelettrica	180.871	167.080	13.791	8,3%
- idroelettrica	44.751	59.575	(14.824)	-24,9%
- eolica	14.589	15.089	(500)	-3,3%
- geotermoelettrica	5.816	5.567	249	4,5%
- fotovoltaica	24.676	21.837	2.839	13,0%
Totale produzione netta	270.703	269.148	1.555	0,6%
Importazioni nette	46.381	43.716	2.665	6,1%
Energia immessa in rete	317.084	312.864	4.220	1,3%
Consumi per pompaggi	(1.850)	(2.329)	479	20,6%
Energia richiesta sulla rete	315.234	310.535	4.699	1,5%

Fonte: Fonte dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2015).

L'*energia richiesta* in Italia nel 2015 registra un incremento dell'1,5% rispetto al valore registrato nel 2014, attestandosi a 315.234 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'85,3% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,9% nel 2014) e per il restante 14,7% dalle importazioni nette (14,1% nel 2014).

Le *importazioni nette* nel 2015 registrano un incremento di 2.665 milioni di kWh, per effetto essenzialmente dei minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali, resi ancor più convenienti dal mix produttivo nazionale che è stato penalizzato dalla minor produzione idroelettrica.

La *produzione netta* nel 2015 registra un incremento dello 0,6% (1.555 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 270.703 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un maggior fabbisogno di energia elettrica, il decremento della produzione da fonte idroelettrica per 14.824 milioni di kWh, principalmente dovuto alle più favorevoli condizioni di idraulicità del precedente periodo, ha comportato un significativo incremento della generazione da fonte termoelettrica per 13.791 milioni di kWh; a tali effetti, si aggiunge l'incremento della produzione da altre fonti rinnovabili (fotovoltaica per +2.839 milioni di kWh e geotermoelettrica +249 milioni di kWh) a seguito della maggior capacità installata nel Paese.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh	2015	2014	2015-2014	
Produzione netta	254.011	253.578	433	0,2%
Consumo per pomaggi	(4.520)	(3.406)	(1.114)	-32,7%
Esportazioni nette ⁽¹⁾	(1.466)	(6.628)	5.162	77,9%
Energia richiesta sulla rete	248.025	243.544	4.481	1,8%

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.

Fonte: dati Red Eléctrica de España (Balance eléctrico: Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular - consuntivo dicembre 2015). I volumi del 2014 sono aggiornati al 9 dicembre 2015.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2015 risulta in incremento dell'1,8% rispetto al 2014, attestandosi a 248.025 milioni di kWh. Tale richiesta è stata interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo.

Le *esportazioni nette* nel 2015 risultano in decremento del 77,9% rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2014; tale riduzione è essenzialmente connessa all'effetto netto di un decremento delle esportazioni e di un aumento delle importazioni da altri paesi, dovuto ai minori prezzi medi di vendita sui mercati internazionali.

La *produzione netta* nel 2015 è in incremento dello 0,2% (+433 milioni di kWh) per effetto sostanzialmente della maggiore domanda di energia elettrica.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh				
	2015	2014	2015-2014	
Produzione netta	13.547	13.289	258	1,9%
Importazioni nette	1.333	1.298	35	2,7%
Energia richiesta sulla rete	14.880	14.587	293	2,0%

Fonte: dati Red Eléctrica de España (Balance eléctrico: Estadística diaria del sistema eléctrico español extrapeninsular - consuntivo dicembre 2015). I volumi del 2014 sono aggiornati al 13 gennaio 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2015 risulta in incremento (+2,0%) rispetto al valore registrato nel 2014, attestandosi a 14.880 milioni di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,0% e dalle importazioni nette, tutte derivanti dal sistema pensinsulare, per il restante 9,0%. Queste ultime ammontano nel 2015 a 1.333 milioni di kWh.

La *produzione netta* nel 2015 evidenzia un incremento dell'1,9% (+258 milioni di kWh) per effetto della maggiore domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare.

I prezzi dell'energia elettrica

Prezzi dell'energia elettrica

	Prezzo medio baseload 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2015-2014	Prezzo medio peakload 2015 (euro/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2015-2014
Italia	52,3	0,4%	58,7	-0,4%
Spagna	50,3	9,1%	56,8	9,8%
Russia	21,3	31,0%	24,9	33,1%
Slovacchia	33,6	-0,3%	42,8	-0,1%
Brasile	79,8	-62,9%	131,2	-52,5%
Cile	81,9	-19,2%	178,1	-14,6%
Colombia	119,5	39,6%	585,3	211,3%

Andamento prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2015	2014	2015-2014 (%)
Mercato finale (residenziale): (1)			
Italia	0,25	0,24	4,2%
Francia	0,16	0,16	-
Portogallo	0,23	0,22	4,5%
Romania	0,13	0,13	-
Spagna	0,23	0,23	-
Slovacchia	0,15	0,15	-
Mercato finale (industriale): (2)			
Italia	0,11	0,12	-8,3%
Francia	0,08	0,07	14,3%
Portogallo	0,10	0,10	-
Romania	0,08	0,08	-
Spagna	0,09	0,09	-
Slovacchia	0,12	0,11	9,1%

(1) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 2.500 kWh e 5.000 kWh.

(2) Prezzo annuale al netto imposte - consumo annuo compreso tra 70.000 MWh e 150.000 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.
	2015				2014			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (euro/MWh)	51,8	47,9	56,7	52,8	52,5	46,5	50,4	58,9
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 2641 a 4440 kWh con potenza impegnata superiore a 3KW (euro/kWh): prezzo al netto di imposte	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,24	0,24	0,25

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

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2015 un lieve incremento dello 0,4% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2014.

Il prezzo medio annuo (al netto delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il servizio idrico è risultato lievemente in calo nel 2015 rispetto all'anno precedente con una flessione dell'1,1%.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2015	2014	2015-2014	
Italia	64.798	61.501	3.297	5,4%
Spagna	28.657	25.897	2.760	10,7%

Il 2015 è stato caratterizzato da un sostenuto rialzo della domanda di gas naturale sia in Italia che in Spagna. L'incremento è principalmente attribuibile al maggiore utilizzo nella generazione in virtù della maggiore competitività del costo del gas tra le fonti convenzionali.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2015	2014	2015-2014	
Reti di distribuzione	31.081	29.239	1.841	6,3%
Industria	12.705	13.098	(392)	-3,0%
Termoelettrico	19.609	17.368	2.241	12,9%
Altro ⁽¹⁾	1.402	1.796	(394)	-21,9%
Totale	64.798	61.501	3.297	5,4%

(1) Include altri consumi e perdite.

Fonte: Elaborazioni Enel su dati "Ministero dello Sviluppo Economico" e Snam Rete Gas.

La domanda di gas naturale in Italia nel 2015 si attesta a 64.798 milioni di m³, registrando un incremento del 5,4% rispetto all'esercizio precedente.

Alla contrazione dei consumi nel comparto industriale, si contrappone un maggiore utilizzo per usi domestici e civili collegato ad una ripresa del ciclo economico guidato dai consumi privati ed un maggiore impiego nella generazione convenzionale.

Andamento prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2015				2014			
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m ³ (euro/m ³): prezzo al netto di imposte	0,51	0,48	0,48	0,49	0,54	0,51	0,47	0,51

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

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nel 2015 ha registrato una contrazione del 3,2%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Pacchetto Estivo

Il 15 luglio 2015, la Commissione Europea ha presentato le prime proposte di azione inserite nel cosiddetto "Pacchetto Estivo", avviando così le attività previste nel documento di "Energy Union" presentato a febbraio.

Il Pacchetto comprende una serie di documenti volti a conferire ai consumatori un nuovo ruolo nel mercato dell'energia (attraverso una comunicazione sul mercato retail e un documento sull'autoconsumo), a ridefinire l'assetto del mercato europeo dell'energia elettrica (attraverso una comunicazione e consultazione sul disegno di mercato) e a rivedere il sistema EU ETS come strumento per il raggiungimento dell'obiettivo europeo di riduzione delle emissioni al 2030 (attraverso una proposta legislativa di revisione della Direttiva ETS).

Il pacchetto identifica alcune necessità di riforma del settore energetico europeo, tra cui il bisogno di aumentare l'integrazione, migliorare la flessibilità, promuovere segnali di lungo termine, migliorare il mercato retail grazie al fondamentale apporto delle reti intelligenti e rafforzare il mercato della CO₂. In particolare, il mercato dell'energia dovrà convergere verso una maggiore integrazione dei mercati europei dell'elettricità: mercato del giorno prima, intraday e mercato del bilanciamento. Inoltre, al fine di garantire gli investimenti necessari e ridurre i rischi per gli operatori energetici, si svilupperanno mercati di lungo termine attraverso una definizione di contratti di lungo periodo e la necessità di usare tali strumenti come driver per il raggiungimento della de-carbonizzazione.

L'integrazione dei mercati dovrà coinvolgere inoltre le fonti rinnovabili. Queste fonti dovranno poter partecipare al mercato ed avere la possibilità di fornire servizi ancillari e di bilanciamento. Le fonti rinnovabili, giocando un ruolo fondamentale nella transizione verso un'economia low carbon, se necessario potranno essere promosse attraverso meccanismi competitivi, quali le aste, secondo approcci regionali maggiormente coordinati.

Anche il mercato retail è stato oggetto di proposte. In particolare è emersa la necessità di aggiornare il ruolo del consumatore grazie ad una maggiore concorrenza sul mercato (semplificazioni nello switching, disponibilità di dati di consumo real time). Questo sarà garantito attraverso la promozione delle smart grids e di una maggiore diffusione delle smart appliances che garantiranno una crescente partecipazione attiva del consumatore. In tal senso il ruolo degli operatori delle reti di distribuzione come facilitatori di tale processo, è estremamente rilevante e dovrà essere sostenuto da meccanismi di remunerazione incentivanti. Il pacchetto inoltre sottolinea che l'autoconsumo avrà un ruolo sempre più importante nel sistema e pertanto è necessario rimuovere ogni barriera alla loro diffusione. Allo stesso tempo bisognerà garantire il corretto finanziamento degli oneri di rete e dei costi di sistema anche in presenza di un massiccio sviluppo dell'autoconsumo.

Nell'ottica di raggiungere gli obiettivi di medio e lungo periodo nella riduzione delle emissioni, la Commissione ha inoltre proposto una riforma del sistema ETS, riconfermandone il ruolo chiave nella strategia di de-carbonizzazione Europea. Il documento aumenta l'ambizione climatica del sistema ETS con l'obiettivo di raggiungere il target di riduzione delle emissioni di CO₂ del 40% che l'Europa si è data al 2030. Inoltre, da un lato propone delle misure concrete per salvaguardare l'industria domestica dal rischio di delocalizzazione (carbon leakage) attraverso meccanismi di compensazione dei costi e dall'altro sostiene l'innovazione tecnologica come driver per una progressiva transizione verso un'economia low carbon.

Market Stability Reserve

Il 6 ottobre 2015 è stata pubblicata la Decisione che istituisce una riserva stabilizzatrice del mercato (Market Stability reserve) nel sistema dell'Unione per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (2015/1814). L'introduzione della Riserva è finalizzata a stabilizzare il mercato ETS attraverso un

meccanismo di aggiustamento automatico dei volumi all'asta finalizzato a mitigare gli squilibri Domanda-Offerta.

La riserva inizierà ad assorbire quote in eccesso nel sistema ETS da gennaio 2019: le quote corrispondenti al 12% del surplus accumulato dal sistema verranno dedotte dall'ammontare ad asta e trasferite in riserva. Il meccanismo di deduzione dei volumi d'asta si attiverà solo se il numero totale di quote in circolazione è superiore a 833 milioni. Se il numero totale di quote in circolazione è inferiore a 400 milioni, 100 milioni di quote dovranno essere rilasciate dalla riserva e aggiunte ai volumi d'asta. Contestualmente all'introduzione della Riserva di Stabilità di Mercato, la Decisione decreta anche il trasferimento nella Riserva dei 900 milioni di permessi di emissione posticipati dal backloading (volumi che inizialmente dovevano essere messi all'asta nel biennio 2019-20).

Reporting REMIT

Il 7 ottobre 2015 è stata avviata la prima fase del reporting REMIT, che interessa gli ordini e le transazioni eseguite sui mercati organizzati e gran parte dei dati su capacità e utilizzo degli impianti; saranno invece inviati ad ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) a partire dal 7 aprile 2016 i dati sulle transazioni eseguite fuori dai mercati organizzati, i contratti di trasmissione e i dati sull'utilizzo degli impianti LNG e di stoccaggio.

Il reporting è finalizzato all'attività di monitoraggio dei mercati da parte di ACER e delle autorità di regolazione nazionali.

Pacchetto sulla Circular Economy

Il 2 dicembre è stata pubblicata la Comunicazione della Commissione Europea contenente un piano di azione sull'economia circolare comprendente anche misure legislative, nello specifico proposte di revisione delle Direttive sui rifiuti (Dir. 2008/98/EC, 94/62/EC, 1999/31/EC, 2000/53/EC, 2006/66/EC e 2012/19/EC). Il piano contiene l'indicazione di misure che dovranno essere adottate nei successivi anni e che riguardano l'intera catena del valore di materiali/prodotti sulla base del principio di utilizzo ottimale ed efficiente delle risorse, mantenimento a sistema del valore contenuto nei materiali e minimizzazione dei rifiuti. Le misure riguardano quindi le fasi di progetto, consumo e gestione post-vita dei prodotti, nonché la gestione di rifiuti, sottoprodotti e materie prime secondarie, misure specifiche per alcuni settori e misure relative al finanziamento.

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 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 2003/54/CE e 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 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 la delibera 515/2013/R/gas, l'Autorità

per l'energia elettrica il gas e il servizio idrico (AEEGSI) ha certificato il passaggio ad un modello di separazione proprietaria ai sensi della direttiva 2009/73/CE.

Nei paragrafi seguenti, oltre a delineare il quadro generale della regolazione, vengono descritti i principali provvedimenti del 2015.

Generazione

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 esercitata 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.

Il Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 ha previsto che le unità di produzione programmabili di potenza superiore a 50 MW ubicate in Sicilia siano considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi. La norma si applica a partire dal 1° gennaio 2015 fino alla data di entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia ed il Continente, che è prevista per il 2016.

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 ARG/elt 98/11 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 (cd. 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 ed 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.

Con la delibera 95/2015/R/eel l'AEEGSI ha proposto al Ministro dello Sviluppo Economico di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 1° gennaio 2017 e concludersi non oltre il 31 dicembre 2020, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'Autorità, nella suddetta fase di prima attuazione, non sarebbe prevista la partecipazione diretta della domanda e delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contributo su mera base statistica. L'Autorità propone inoltre, in tale fase, di definire il valore minimo della remunerazione riconosciuta alla capacità esistente sulla base dei costi fissi evitabili di un'unità a ciclo combinato. Tale proposta è sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

A partire dal 24 febbraio 2015, è stato avviato il market coupling dei mercati del giorno prima tra Italia, Austria, Francia e Slovenia. Il market coupling è un meccanismo di integrazione dei mercati del giorno prima che, nel determinare il prezzo dell'energia delle diverse zone di mercato europee coinvolte, alloca contestualmente la capacità di trasporto disponibile tra dette zone, ottimizzando l'utilizzo delle interconnessioni.

Con sentenza del 20 marzo 2015, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere n. 342/2012/R/eel, 197/2013/R/eel, 239/2013/R/eel e 285/2013/R/eel dell'AEEGSI recanti misure urgenti finalizzate al contenimento degli oneri di dispacciamento associati allo sbilanciamento delle unità non abilitate al Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD).

In esito alla sentenza, Terna ha ricalcolato le partite economiche di sbilanciamento già fatturate nei periodi antecedenti all'adozione della sentenza medesima e effettuato i relativi conguagli.

A seguito della pronuncia, l'Autorità ha proceduto a svolgere una consultazione degli operatori in merito a specifiche proposte di riforma della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, finalizzate a correggerne le distorsioni che oggi la caratterizzano.

Con la delibera 333/2015/R/eel ha inoltre avviato un procedimento finalizzato a disciplinare le modalità di attuazione della sentenza del Consiglio di Stato con riferimento agli anni 2012, 2013 e 2014.

Con riferimento al sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra istituito dalla direttiva 2003/87/CE, il Ministero dello Sviluppo Economico ha provveduto in data 23 dicembre 2015 alla liquidazione di una prima tranche del credito a favore di Enel Produzione relativo alla mancata allocazione delle quote gratuite e al mancato diritto alla flessibilità durante la fase 2 (anni 2008/2012). Inoltre, la Legge di Stabilità 2016 (L. 208/2015) ha modificato l'art. 19 del D.Lgs 30/2013, eliminando il termine del 2015 per la liquidazione dei crediti di cui sopra.

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 ad 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 gas 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.

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.

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. Il Ministero dello Sviluppo Economico con decreto del 6 febbraio 2015 ha confermato anche per il 2015 i criteri di allocazione della capacità attraverso i meccanismi di asta competitiva introdotti nel 2014.

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.

In materia di tariffe di trasporto gas, il Consiglio di Stato ha confermato l'annullamento delle delibere con cui erano state definite le tariffe per il periodo 2010-2013, respingendo il ricorso in appello dell'AEEGSI ed accogliendo le tesi proposte da Enel Trade. L'AEEGSI ha presentato ricorso per revocazione avverso la sentenza del Consiglio di Stato. Risulta ancora pendente dinanzi al TAR il ricorso avverso le delibere di definizione dei criteri tariffari per il periodo 2014-2017.

Con la delibera 556/2015/R/gas, l'AEEGSI ha confermato gli importi spettanti alle imprese ammesse al meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale (APR).

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

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 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. Con la delibera 146/2015/R/eel, l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2015 in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività.

Con la delibera 654/2015/R/eel l'Autorità, contestualmente alla pubblicazione delle tariffe di rete obbligatorie da applicarsi ai clienti finali nel 2016, ha definito i criteri per il nuovo periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica che saranno in vigore per i prossimi otto anni (2016-2023). Il prossimo periodo tariffario è stato suddiviso in due sottoperiodi della durata di quattro anni ciascuno (NPR1 per il 2016-2019 e NPR2 per il 2020-2023) con una revisione intermedia prevista quindi nel 2020. L'Autorità con riferimento al primo sottoperiodo (NPR1), pur confermando sostanzialmente il quadro regolatorio generale, ha introdotto rilevanti modifiche riguardo i tempi e la modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa.

In particolare, l'Autorità ha previsto la riduzione del cosiddetto "lag regolatorio" ovvero ha ridotto fino ad un massimo di un anno (dai due previsti nel precedente periodo regolatorio), il periodo che intercorre prima del riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti, prevedendo al contempo l'eliminazione della maggiorazione di un punto percentuale del WACC. Quest'ultima misura era stata introdotta nel 2012 dall'Autorità proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Gli operatori sono pertanto tenuti a notificare all'AEEGSI, già entro la fine dell'esercizio, il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così all'Autorità di inserirli nel calcolo della tariffa obbligatoria pubblicata entro la fine dell'esercizio stesso e relativa all'anno successivo. Tali investimenti vengono quindi inseriti nel capitale investito regolatorio (cosiddetta "RAB") già a partire dal 1° gennaio dell'esercizio successivo alla loro realizzazione. Conseguentemente, diviene dunque possibile per gli operatori correlare il ricavo generato dagli investimenti effettuati con gli ammortamenti degli stessi. L'Autorità ha previsto inoltre l'allungamento di cinque anni della vita utile dei cespiti delle linee in bassa e media tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.

È stato infine determinato il livello dei costi operativi riconosciuti e la modalità di restituzione delle eventuali extra efficienze ai clienti. In particolare, l'Autorità ha confermato una ripartizione simmetrica delle extra efficienze e la restituzione al 2019 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del terzo e del quarto periodo regolatorio. L'X factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa è pari all'1,9% per l'attività di distribuzione e all'1% per le attività di misura.

Infine, con riferimento al secondo sottoperiodo (NPR2), l'AEEGSI ha annunciato il passaggio ad una regolazione tariffaria basata sui costi totali (metodologia Totex).

Con la delibera 583/2015/R/com l'Autorità ha rivisto la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito e ha fissato per il triennio 2016-2018 un tasso pari al 5,6% per le attività di distribuzione e misura di energia elettrica. In particolare, l'AEEGSI ha stabilito uno specifico periodo tariffario del WACC della durata di sei anni e un aggiornamento a metà periodo dei principali parametri della formula sulla base delle condizioni macroeconomiche, in termini di tassi di interesse e inflazione, che si registreranno nel corso del 2018.

Con riferimento alla qualità del servizio, l'Autorità, con la delibera 646/2015/R/eel, ha definito la regolazione *out-put based* per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i principi della regolazione della qualità del servizio per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023).

La delibera conferma l'impianto generale della 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.

Viene poi prevista una regolazione individuale per i clienti di media tensione.

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.

Oltre agli aspetti precedentemente descritti, la delibera delinea l'avvio della futura regolazione per gli investimenti innovativi sulla rete di distribuzione.

Con la delibera 268/2015/R/eel, l'AEEGSI ha definito il "Codice di Rete tipo" del servizio di trasporto che regola i rapporti tra venditori e distributori in merito alle garanzie prestate dai venditori ai distributori, ai termini di pagamento del servizio di trasporto da parte dei venditori e ai termini di versamento degli oneri di sistema e delle ulteriori componenti da parte dei distributori a Cassa Conguaglio e GSE. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie. Con la delibera 447/2015/R/eel, l'AEEGSI ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Successivamente, con la delibera 609/2015/R/eel, è stato eliminato il requisito del possesso del rating per le banche e le assicurazioni che emettono le fidejussioni (fermo restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

Con la delibera 377/2015/R/eel, l'AEEGSI ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita a decorrere dal 1° gennaio 2016 ed il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dall'anno 2015. In particolare, tale meccanismo di perequazione tiene in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite sulle reti di distribuzione.

Con la delibera 296/2015/R/com l'Autorità ha modificato la disciplina relativa agli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas.

Nel provvedimento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale) delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita e, nel settore elettrico, anche tra vendita nel mercato libero e il servizio di maggior tutela. Le attività commerciali relative all'attività di distribuzione, in particolare le attività di interfaccia con i clienti finali, dovranno inoltre essere svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli relativi all'attività di vendita dell'energia elettrica o del gas naturale. Stessi obblighi

valgono per le imprese che svolgono l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica rispetto a quelle del servizio di maggior tutela.

Le disposizioni hanno efficacia immediata. È prevista tuttavia la possibilità per le imprese di assolvere ai nuovi obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione entro il 30 giugno 2016. Per le disposizioni relative all'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati, la scadenza è invece fissata al 1° gennaio 2017.

Con la delibera 582/2015/R/eel l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dal d.lgs 102 del 2014 di recepimento della direttiva EU sull'efficienza energetica, ha avviato a partire dal 1° gennaio 2016 la riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici. Obiettivo della riforma è quello di superare la progressività della tariffa di rete e degli oneri di sistema, in modo da incentivare i consumi efficienti nonché eliminare l'attuale sistema dei sussidi incrociati tra categorie di clienti domestici, al fine di rendere la tariffa aderente ai costi reali del servizio. La riforma avverrà secondo criteri di gradualità ed entrerà a regime dal 1° gennaio 2018. L'Autorità ha inoltre previsto che a partire dal 1° gennaio 2017 sarà aumentata la granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnata, in modo tale da garantire una maggiore scelta da parte dei clienti finali del livello più adeguato alle proprie esigenze. Sarà inoltre previsto un periodo di almeno 2 anni (sempre a partire dal 1° gennaio 2017), in cui sarà ridotta l'entità, rispetto ad oggi, dei contributi di connessione e dei diritti fissi che il cliente deve riconoscere all'impresa di distribuzione per variazioni di potenza effettuate da remoto.

Parallelamente, al fine di annullare l'eventuale aumento tariffario per i clienti in stato di disagio economico, l'Autorità ha aggiornato dal 1° gennaio 2016 l'importo del bonus sociale.

In data 10 dicembre 2015 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha notificato ad Enel S.p.A. ed Enel Distribuzione S.p.A. l'avvio di un procedimento sanzionatorio allo scopo di accertare l'eventuale esistenza di una strategia di gruppo volta ad ostacolare lo sviluppo del mercato dello smart metering. Salvo proroghe, la conclusione del procedimento è prevista per il 31 dicembre 2016.

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 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 Ministero dello Sviluppo Economico 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 GSE, restando invece di competenza dell'AEEGSI la determinazione del contributo tariffario secondo nuovi criteri definiti dal DM stesso.

Con la delibera 13/2014/R/efr, 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 titoli di efficienza energetica ai fini del raggiungimento degli obiettivi nazionali.

Con il d.lgs 4 luglio 2014, n. 102 di attuazione della direttiva 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.

Con la determina n. 13 del 2015 del 29 giugno 2015, l'Autorità ha fissato a 105,83 euro/TEP il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2014.

Il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2015 è stato invece fissato a 108,13 euro/TEP; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Vendita

Energia elettrica

Come disposto dalla direttiva 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 ed aggiornate su base trimestrale, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti. In particolare, l'AEEGSI aggiorna periodicamente la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela (RCV) in modo da assicurare la copertura dei costi operativi, degli ammortamenti e degli oneri di morosità e una congrua remunerazione del capitale investito. Con le delibere 670/2014/R/eel e 659/2015/R/eel sono stati definiti i livelli di remunerazione per il 2015 ed il 2016.

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

Negli ultimi anni l'AEEGSI ha adottato provvedimenti volti a contenere il rischio creditizio degli operatori, aumentato soprattutto per effetto della congiuntura economica.

In particolare nel 2015 con la delibera 258/2015/R/com l'Autorità ha maggiormente responsabilizzato i distributori per l'attività di distacco dei clienti morosi.

L'AEEGSI sta inoltre proseguendo nell'implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII). Tale sistema, istituito con la 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 ed estesa nel 2015 anche al settore gas.

Sempre nel 2015, l'Autorità ha previsto la gestione da parte del SII anche dei processi di voltura e switching, oltre che un significativo ampliamento della banca dati centrale, finalizzato a semplificare gli scambi dei dati fra gli operatori in merito ai principali processi di gestione commerciale del cliente, dati di misura compresi.

Il 20 febbraio 2015 il Governo ha approvato il disegno di legge “Concorrenza” (DDL Concorrenza) che prevede l’abrogazione della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell’energia elettrica a partire dal 1° gennaio 2018. Il DDL, attualmente in esame al Parlamento, prevede che le disposizioni conseguenti siano adottate con decreto MSE e attribuisce all’AEEGSI il compito di disciplinare le misure volte a garantire la fornitura del servizio universale. Al fine di definire un percorso di riforma degli attuali meccanismi di mercato per la tutela, l’Autorità nel corso del 2015 ha avviato uno specifico procedimento volto anche a disciplinare delle soluzioni di accompagnamento alla medesima riforma.

Gas

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 (limitatamente 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 (FD_D) individuato – al pari del FUI - attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale. Con le procedure ad 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 7 delle 8 aree territoriali in gara e come FD_D in 6 aree su 8.

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

Con riferimento alla componente materia prima gas, il 24 gennaio 2014 il TAR Lombardia, nell’ambito del giudizio instaurato da Enel Energia e 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.

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l’AEEGSI ha confermato per l’anno termico 2015-2016 la modalità vigente che prevede la totale indicizzazione ai prezzi spot rilevati presso l’hub olandese del Title Transfer Facility (TTF), in attesa dello sviluppo di una maggiore liquidità dei mercati all’ingrosso italiani.

Con la delibera 258/2015/R/eel l’AEEGSI, oltre ad aver disposto il rafforzamento delle penalità a carico del distributore in caso di mancato distacco dei clienti morosi (analogamente a quanto previsto per il settore elettrico), ha disposto anche la riduzione delle tempistiche di switching a tre settimane a partire dal 2016.

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 esistenti sono incentivati tramite il Conto Energia, meccanismo 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, dando luogo alla cessazione degli incentivi per i nuovi impianti.

Tecnologie rinnovabili diverse dal fotovoltaico: aste, certificati verdi (CV) e tariffe onnicomprensive

Il principale meccanismo oggi in vigore per l'incentivazione delle tecnologie diverse dal fotovoltaico è il meccanismo di tariffe incentivanti assegnate tramite accesso diretto o aste al ribasso gestite dal GSE. Il meccanismo è stato istituito tramite il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE e il relativo decreto ministeriale attuativo (datato 6 luglio 2012).

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 aggiuntivi rispetto al valore di mercato dell'energia, 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 valore dell'incentivo riconosciuto viene poi definito al netto del prezzo zonale orario dell'energia.

Gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 hanno accesso al sistema dei certificati verdi (introdotto con decreto legislativo n. 79/1999), che obbliga produttori ed importatori di energia ad 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 ed un minimo. Il cap corrisponde al prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi in suo possesso (determinato in base a quanto stabilito al comma 148 dell'art.2 della legge n. 244/2007) pari, per le produzioni rinnovabili 2014, a 124,90 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 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.

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 la delibera n. 281/2012/R/efr, ha deciso di rimuovere dal 1° gennaio 2013 tale esenzione, per favorire una migliore programmazione ed 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. 281/12, fissando contestualmente i principi di riferimento per la corretta regolamentazione della materia da parte dell'Autorità. 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 la delibera n. 522/2014/R/eel, l'Autorità ha reintrodotto a partire dal 1° gennaio 2015 i corrispettivi onerosi di sbilanciamento per le FRNP, in coerenza con gli indirizzi del Consiglio di Stato.

Penisola iberica

Spagna

Prezzo Volontario al Piccolo Consumatore (PVPC)

In data 4 giugno 2015 sono state pubblicate le regole operative per la fatturazione oraria ai consumatori che utilizzano la tariffa "*Precio Voluntario del Pequeño Consumidor (PVPC)*". Pertanto, a partire dal 1° luglio 2015, le fatture dei consumatori con contatori abilitati alla telelettura saranno calcolate sulla base del loro consumo reale orario e non più sulla base di un profilo stimato di consumo.

A partire dal 1° ottobre 2015 quasi sei milioni di clienti inseriti nella tariffa regolata (PVPC) e che dispongono di un contatore intelligente e telegestito, sono stati inseriti nel regime di tariffazione oraria, i cui prezzi sono definiti in base ai risultati del mercato del giorno prima.

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 sia l'attività di produzione, che 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.

Con la Orden IET/2182/2015 del 15 ottobre è stata fissata la percentuale di ripartizione per l'anno 2015. Per Endesa tale percentuale è stata fissata pari al 41,26%.

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 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 agosto e settembre 2015 si sono svolte le aste per l'assegnazione del servizio di interrompibilità per l'anno 2016 per un valore complessivo per il sistema di 503 milioni di euro.

Distribuzione

Il regio decreto n. 1048/2013 stabilisce i principi 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 principi 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.

È stato pubblicato il Real Decreto n. 1073/2015 del 27 novembre sulla remunerazione del servizio di distribuzione. In particolare, è stata eliminata l'attualizzazione annuale in funzione dell'inflazione dei valori unitari.

E' stato inoltre pubblicato il 12 dicembre l'Orden n. 2660/2015 che stabilisce i valori unitari di investimento e di operazione e mantenimento ai fini della determinazione della remunerazione dell'attività di distribuzione secondo la metodologia rilevante per il periodo regolatorio 2016-2019.

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 renderle 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.

Meccanismo di assegnazione del regime retributivo per le nuove installazioni eoliche e fotovoltaiche nel SENP (Sistemi Elettrici Non Peninsulari)

La decisione IET/1953/2015 modifica la decisione IET/1459/2014, la quale sviluppava le eccezionalità previste dalla legge del settore elettrico e che permetteva di ovviare al procedimento d'asta per un massimo di 450 MW di energia eolica nelle Isole Canarie e ritardava la scadenza per richiedere l'iscrizione nel registro delle retribuzioni specifiche.

In aggiunta, la decisione (i) elimina la necessità di depositare avalli, (ii) stabilisce come requisito la sola decisione favorevole di impatto ambientale, (iii) richiede la sola comunicazione da parte del gestore della rete nella quale si descrive la possibilità di evacuazione o la data prevista e (iv) richiede che per accedere all'incentivo all'investimento per la riduzione dei costi di generazione, l'impianto debba essere messo in esercizio entro 24 mesi dalla notifica dell'iscrizione nel registro (stato di preassegnazione).

Regolazione dell'attività di produzione di energia elettrica e del procedimento di dispacciamento nei sistemi elettrici nei territori non peninsulari

Con data 1° agosto 2015 è stato pubblicato il Regio Decreto sulla generazione nei territori non Peninsulari (SENP), il quale stabilisce uno schema simile a quello attualmente in vigore, composto da una remunerazione dei costi fissi, che considera i costi di investimento, operazione e mantenimento di tipo fisso e da una remunerazione dei costi variabili, che considera i costi di combustibile, i contributi della legge n. 15/2012 e le misure fiscali per la sostenibilità energetica. Taluni aspetti della metodologia sono stati modificati con la finalità di migliorare l'efficienza del sistema. La metodologia è applicabile dalla sua entrata in vigore, prevedendo però un periodo transitorio dal 1° gennaio 2012. Il Decreto Reale sviluppa anche degli aspetti contenuti nella legge n. 17/2013 per la garanzia di fornitura e incremento della concorrenza nei sistemi elettrici.

In conformità con la legge n. 24/2013 che regola il Settore Elettrico, il tasso netto di remunerazione finanziaria degli investimenti è collegato al rendimento delle obbligazioni dello Stato spagnolo con scadenza decennale sul mercato secondario, incrementato di un adeguato differenziale. Per il primo periodo regolatorio, che si concluderà a dicembre 2019, il tasso netto sarà pari al rendimento medio delle quotazioni nel mercato secondario nei mesi di aprile, maggio e giugno del 2013 incrementato di 200 punti base.

Autoconsumo

Il 9 ottobre 2015 è stato approvato il Real Decreto n. 900/2015 con il quale si regolano le condizioni amministrative, tecniche ed economiche delle modalità di fornitura e produzione con autoconsumo. Il decreto definisce le componenti tariffarie fisse e variabili dovute dalle installazioni di autoconsumo per la copertura dei costi di sistema (politica energetica, incentivi alle energie rinnovabili e alla cogenerazione, nonché capacity payment, servizio di interrompibilità e servizi ausiliari).

Tariffe elettriche

È stato approvato il Real Decreto Legge n. 9/2015 sulle misure urgenti per la riduzione del peso fiscale il quale ha ridotto del 40% il corrispettivo pagato dai consumatori per la copertura del capacity payment nel periodo 1° agosto e 31 dicembre 2015.

È stata pubblicata l'Orden IET 2735/2015 del 17 dicembre che determina le tariffe di accesso per l'anno 2016, mantenendo i livelli tariffari in vigore nel 2015 con l'eccezione dei clienti connessi a un livello di tensione compreso tra 30 kV e 36 kV (-6,7%). Vengono inoltre ridotte del 21% le componenti unitarie a copertura del capacity payment.

Tariffe gas

È stato pubblicato l'Orden IET/2736/2015 che stabilisce i pedaggi associati all'accesso a terzi delle infrastrutture di trasporto e distribuzione di gas naturale. In particolare i livelli tariffari del 2016 rimarranno inalterati ad eccezione del pedaggio per la componente materia prima, la quale aumenta del 10%.

Efficienza Energetica

L'Orden IET/289/2015 del 20 febbraio ha stabilito la metodologia per la definizione delle obbligazioni di efficienza energetica, i soggetti obbligati, le quote di obbligazione e la loro equivalenza economica per l'anno 2015.

Francia

Legge n. 344/2014 - Soppressione tariffe regolate di elettricità e gas per i clienti industriali

Nel corso dell'anno 2015 è stata implementata la legge n. 344/2014 che stabilisce la graduale abolizione delle tariffe regolate di elettricità e gas per i consumatori industriali, con decorrenza 1° gennaio 2015 per

il settore gas e 1° gennaio 2016 per il settore elettrico. Inoltre è stato predisposto l'accesso ai dati dei consumatori che ancora utilizzano le tariffe regolate per i fornitori alternativi, è stata migliorata la procedura di switching, ed infine è stata definita l'offerta transitoria applicabile ai clienti che non hanno scelto un fornitore alla scadenza della tariffa regolata.

Legge sulla transizione energetica nazionale

Il 17 agosto 2015 è stata pubblicata in Gazzetta Ufficiale la legge n. 2015/992 sulla transizione energetica che ha definito le linee guida della nuova strategia energetica nazionale:

- > riduzione del 40% delle emissioni di gas ad 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 (c.a. 40% del consumo finale elettrico);
- > riduzione del 50% del consumo finale di energia entro il 2050, con enfasi sul settore edilizio;
- > limitazione della capacità nucleare a 63,2 GW e della quota di generazione al 2025 del 50% sulla produzione nazionale nel 2025 con un massimo a 63GW.

Belgio

Con decreto del 31 marzo 2015 il Governo belga ha annullato la gara indetta per la costruzione di due centrali a gas.

Nonostante la moratoria sugli impianti nucleari prevista dalla legge del 31 gennaio 2003, il Belgio attraverso la legge del 28 giugno 2015 ha rinviato la chiusura delle centrali di Doel 1 e 2 di 10 anni.

Il 30 novembre 2015 è stato raggiunto l'accordo tra governo ed Engie per la definizione di un corrispettivo annuo a partire dal 2016 di 20 milioni di euro per Doel 1 e 2 e di una tassa nucleare di circa 150-200 milioni euro/anno per le altre unità nucleari. Tale accordo dovrà essere approvato dal Parlamento belga.

L'Agenzia di sicurezza nucleare belga ha infine approvato il riavvio di Doel 3 e Tihange 2 nel mese di novembre 2015 (i due impianti erano stati inizialmente chiusi nel 2012 dopo che un'ispezione aveva rivelato la presenza di scaglie di idrogeno).

Romania

Tariffe di distribuzione

Il 7 dicembre 2015, il regolatore nazionale ANRE ha modificato la metodologia di definizione delle tariffe di distribuzione approvata nel 2013 per il terzo periodo regolatorio che copre gli anni dal 2014 al 2018. In particolare è stato introdotto un tetto massimo del 10% all'incremento annuale delle tariffe di distribuzione.

Inoltre, il 14 dicembre 2015, ANRE ha pubblicato le tariffe di distribuzione del 2016, con una riduzione del 15% circa rispetto all'anno precedente.

Tariffe per la fornitura di ultima istanza

Il 24 dicembre 2015 ANRE ha pubblicato le tariffe dei fornitori di ultima istanza applicabili dal 1° gennaio 2016. Le tariffe applicabili ai clienti residenziali sono state ridotte del 5,36%. Tali tariffe prevedono un costo della fornitura pari a 4,7 lei/mese e riconoscono ai fornitori di ultima istanza un profitto regolato dell'1,5%.

Smart metering

Le società di distribuzione del Gruppo Enel in Romania hanno completato nel 2015 il progetto pilota per l'installazione di 30.000 contatori elettronici e hanno presentato al regolatore ANRE il piano per il roll-out

massivo di ulteriori 2,7 milioni di contatori elettronici da completare nel periodo 2016-2020. Tale installazione è subordinata all'approvazione del piano da parte di ANRE, attesa entro il 15 marzo 2016.

Russia

Mercato del calore

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, avviata con decreto governativo n. 1949/2014 del 2 ottobre 2014. 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 incluse 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.

Sospensione temporanea del sistema delle garanzie per la compravendita di energia

Il 24 dicembre 2014 il Consiglio di Vigilanza del Mercato ha pubblicato alcuni emendamenti al Regolamento che ne disciplina il funzionamento, con i quali ha: (i) aumentato la sanzione che si applica in caso di ritardo nei pagamenti; (ii) esteso fino a fine maggio 2015 il periodo di esenzione temporanea dall'obbligo di prestare garanzie per la compravendita di energia (inizialmente prevista dal 21 dicembre 2014 a fine febbraio 2015), la quale si applica agli operatori che non siano in ritardo con i pagamenti per una quota non superiore al 30% dei volumi acquistati mensilmente sul mercato.

Il 18 maggio 2015 il Consiglio di Vigilanza del Consiglio di Mercato ha: (i) approvato un'ulteriore proroga del periodo di esenzione temporanea fino al 31 agosto; (ii) ridotto al 20% la soglia minima del livello di indebitamento di un acquirente di energia oltre la quale si attiva la garanzia finanziaria (invece del 30% precedentemente in vigore). Il 22 settembre 2015, il Consiglio di Vigilanza del Consiglio di Mercato ha nuovamente prorogato il periodo di validità dell'esenzione fino al 28 dicembre 2015.

Indicizzazione delle tariffe del gas naturale

Il 28 giugno 2015, il Servizio Federale per le Tariffe (FTS) ha approvato l'indicizzazione del 7,5% delle tariffe del gas naturale per gli utenti industriali (in vigore dal 1° luglio 2015). L'aumento è in linea con la previsione dello sviluppo economico-sociale della Federazione Russa per gli anni 2015-2017, pubblicata dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2014.

Aggiornamento del quadro legislativo per le energie rinnovabili

Il 28 luglio 2015 il Governo ha pubblicato il decreto n. 1472, con il quale ha apportato alcune modifiche al meccanismo di aste per la capacità di nuovi impianti a fonte rinnovabile: riduzione per gli anni 2016-2018

della quota obbligatoria di localizzazione della produzione dei componenti degli impianti eolici (da 65% a 25-55%); aumento del 70% del valore massimo di Capital Expenditure riconoscibile; estensione del periodo di applicazione del regime di supporto dal 2020 al 2024 e conseguente redistribuzione negli anni dei volumi totali di capacità aggiudicabili tramite asta per gli impianti eolici (3.600 MW).

Riforma del mercato della capacità

Il 31 agosto 2015 il Governo ha pubblicato il decreto n. 893 e l'Ordine Governativo n. 1561-p, con i quali ha avviato la riforma del mercato della capacità (KOM). Di seguito, i punti principali della riforma:

- > a decorrere dal 2016, selezione della capacità con quattro anni di anticipo rispetto al periodo di esecuzione del contratto, pari ad un anno; il meccanismo precedente prevedeva invece un anno di anticipo. Pertanto, nel corso del 2016 si svolgerà l'asta di capacità afferente all'anno di consegna 2020;
- > revisione del meccanismo di formazione dei prezzi KOM: per ciascuna delle due zone di prezzo, è definita una funzione della domanda elastica decrescente secondo il volume della capacità offerta, sulla base della quale è calcolato il prezzo universale che si applica a tutti gli impianti selezionati; secondo il meccanismo precedente invece il prezzo era determinato dal mercato in base all'ultima offerta accettata;
- > al prezzo KOM è applicata una indicizzazione annuale pari all'inflazione reale dell'anno precedente ridotta dell'1% (con decorrenza dal 1° gennaio 2017);
- > aumento delle penalità da applicarsi ai cosiddetti "impianti non affidabili" (impianti con fattore d'utilizzo inferiore al 30% ed indisponibilità maggiore del 10% nei 12 mesi precedenti all'asta KOM) e ai nuovi impianti in caso di indisponibilità non programmata; possibile revisione al ribasso dei valori massimi delle penalità per il resto degli impianti (nelle more dell'approvazione della metodologia per la revisione delle penalità).

Il 2 novembre 2015 sono stati pubblicati i risultati dell'asta di capacità per l'anno 2016: tutta la capacità di Enel Russia offerta (7,5 GW) è stata selezionata ad un prezzo pari a 112.624 RUB/MW/mese. Il 18 dicembre 2015 sono stati pubblicati i risultati delle aste di capacità relative agli anni dal 2017 al 2019: i prezzi KOM risultanti sono stati: 113.208 RUB/MW/mese per l'anno 2017, 100.993 RUB/MW/mese per l'anno 2018 e 110.451 RUB/MW/mese per l'anno 2019.

Riserva di capacità di lungo periodo

Con decreto governativo, pubblicato il 5 novembre 2015, è stato introdotto un sistema di aste per la sottoscrizione di contratti di acquisto quindicennale, volto a promuovere la realizzazione di nuovi impianti di produzione elettrica nelle zone caratterizzate da un deficit di capacità. Il decreto prevede che:

- > la lista delle suddette zone dovrà essere definita dal ministro dell'energia e dall'operatore di sistema entro il 1° febbraio 2016;
- > le aste si terranno solo in caso di effettiva necessità; a tal riguardo, l'avvio delle prime aste, da tenersi entro il 1° luglio 2016, avverrà con decisione governativa;
- > la selezione delle offerte avverrà sulla base del prezzo di capacità richiesto, calcolato dal Consiglio di Mercato sulla base della offerta pervenuta;
- > è previsto un cap sui CAPEX unitari dei progetti proposti.

Impianti essenziali

Il 1° gennaio 2015 è entrato in vigore il decreto governativo n. 2578-p, che prevede: (i) il riconoscimento della qualifica di impianti essenziali per la fornitura di energia elettrica ad una capacità complessiva di 7,5 GW (che includono l'impianto di Nevinnomysskaya di Enel Russia, di capacità pari a 1,1 GW) per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 novembre 2015 (11 mesi); (ii) il riconoscimento di impianti essenziali a

3,2 GW complessivi di capacità per la fornitura di calore per il periodo dal 1° gennaio 2015 al 30 giugno 2015 (6 mesi); (iii) la definizione delle tariffe amministrative che si applicano agli impianti essenziali.

Con due successivi decreti governativi, la qualifica di impianto essenziale dell'impianto Nevinnomysskaya è stata estesa prima al periodo dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019 (4 anni) e poi anche al mese mancante di dicembre 2015. La tariffa riconosciuta a tale impianto per gli anni 2015 e 2016 è di 132.999 RUB/MW.

Disciplina dei pagamenti

Il 5 novembre 2015 è stata pubblicata la legge federale sul rafforzamento della disciplina di pagamento dei consumatori di risorse energetiche, che prevede: (i) un aumento delle sanzioni per i cattivi pagatori nei mercati al dettaglio dell'elettricità, del calore, del gas e dell'acqua; (ii) l'obbligo per alcuni gruppi di cattivi pagatori di fornire garanzie bancarie.

Slovacchia

Centrale termoelettrica Nováky

Relativamente alla centrale termoelettrica Nováky (ENO) che opera in regime speciale (in quanto alimentata a lignite), l'Autorità (URSO) provvede al riconoscimento dei costi sostenuti dall'impianto mediante un decreto annuale. Con decisione del 24 aprile 2015, URSO ha fissato il corrispettivo da riconoscere alla centrale termoelettrica Nováky (ENO) in un importo pari a 66,3112 euro/MWh per l'anno 2015 e a 70,7113 euro/MWh per l'anno 2016. Con decisione del Ministro dell'Economia del 2 settembre 2015, la conclusione dell'applicazione del regime speciale, inizialmente prevista al 2020, è stata prorogata al 2030. Sono stati inoltre fissati i volumi di generazione e di immissione alla rete di energia elettrica che l'impianto dovrà garantire annualmente nel periodo 2017-2030 in 1.584 GWh e 1.350 GWh rispettivamente. Al fine di poter garantire il rispetto della decisione ministeriale, sarà necessario effettuare degli investimenti sull'impianto.

America Latina

In America Latina la Divisione opera 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.

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, 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 4 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 o 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

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 dieci anni, rispetto al 2013), un target del 45% al 2025 di 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) ed, 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, che di medio-lungo termine volte a espandere la capacità esistente.

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).

Legge sulla vendita di energia sul mercato finale vincolato

Il 29 gennaio 2015 è stato pubblicato nella Gazzetta ufficiale una modifica legale riguardante il processo di offerta di energia per i clienti del mercato vincolato. Tra le novità introdotte da questa normativa, si segnala una maggiore partecipazione del CNE in questi processi, l'aumento da tre a cinque anni della durata del bando di gara, la inclusione di un prezzo di riserva come limite massimo per ogni offerta, la possibilità di ritardo di consegna da parte dell'aggiudicatario in casi di forza maggiore, l'aggiunta delle offerte a breve termine, nonché l'aumento del limite per identificare il cliente vincolato che passa da 2.000 a 5.000 kW.

Argentina

Risoluzione n. 32/2015

Nel mese di marzo 2015, la Secretaria de Energia ha emesso la Risoluzione n. 32/2015 in cui è stabilita l'introduzione a partire dal 1° febbraio 2015 di un nuovo quadro regolatorio teorico che non genera impatti per le tariffe dei clienti finali. La differenza tra il quadro teorico e quello applicato agli utenti finali rappresenta una componente temporanea di reddito aggiuntivo per le società distributrici, determinata da ENRE e CAMMESA, i quali sono anche responsabili per il relativo trasferimento dei fondi. La risoluzione afferma che questi trasferimenti sono da considerarsi acconti in attesa della revisione tariffaria generale che ENRE deve iniziare a predisporre nei prossimi mesi.

Allo stesso modo, e a partire dalla stessa data, la Risoluzione sancisce che i fondi derivanti dal Programa de Uso Racional de la Energia Eléctrica (PUREE) diventano una vera e propria componente

tariffaria per le società distributrici, in riconoscimento dei maggiori costi da esse sostenuti. Rispetto alla situazione precedente al 31 gennaio 2015, la Risoluzione ha esteso la compensazione del Mecanismo de Monitoreo de Costes e del PUREE stesso, consentendo la cancellazione tra i crediti maturati grazie a questi due strumenti e il debito relativo alle partite commerciali con CAMMESA. Il saldo residuo verrà regolato attraverso un piano di pagamenti da definire.

La norma richiede che ogni società presenti un piano di investimenti da attuare entro il 2015, un accordo per l'utilizzo dei fondi supplementari trasferiti (che include il divieto al pagamento di dividendi), nonché il ritiro delle azioni legali avviate per il recupero delle posizioni creditorie.

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.

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).

Brasile

Nota tecnica 112/2014-SRE-ANEEL - revisione tariffaria AMPLA 2014-2018

Il 7 aprile 2014, il regolatore ANEEL, ha approvato la nota tecnica 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'ambiente di 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (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 2015. La decisione è stata il risultato di un ampio dibattito, che ha avuto inizio con la consultazione pubblica 09/2014 e successivamente con l'audizione pubblica 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 7^a riunione ordinaria del proprio consiglio, ha approvato la richiesta di Coelce per il riconoscimento totale dei costi dell'ICMS (IVA) pagato ai generatori, sia in relazione agli importi futuri che 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%).

Compensazioni per lo stato di siccità

Nel 2014, il Brasile ha continuato a presentare situazioni climatiche di forte siccità; nel mese di novembre, il sistema ha raggiunto il massimo rischio di razionamento dell'energia. Per coprire il costo supplementare di energia per le società distributrici, il governo ha creato il conto ACR (Ambiente di Contrattazione Regolata) attraverso prestiti bancari da restituire nei successivi due anni per effetto degli aumenti tariffari da istituire. Nel 2014 le società distributrici brasiliane hanno utilizzato il conto ACR per complessivi 18 miliardi di real (circa 5,7 miliardi di euro), senza tuttavia riuscire a coprire tutto il deficit. Nel mese di marzo 2015 è stato approvato un nuovo prestito per il conto ACR per coprire il deficit relativo ai mesi di novembre e dicembre 2014. È stato anche approvata una proroga del termine per il pagamento di tutti i prestiti, ora sono da pagare in 54 mesi e a partire da novembre 2015.

Energie Rinnovabili

Grecia

Nel meccanismo di incentivazione greco prevale il sistema della Feed-in Tariff differenziato per fonte. Negli anni 2012-2014 varie misure sono state introdotte per diminuire il deficit di sistema riducendo gli incentivi; un nuovo meccanismo, basato su premi e gare, dovrebbe sostituire l'attuale ma a causa dell'incertezza politica non è prevedibile la sua attuazione.

Il mercato elettrico Wholesale e il Capacity Assurance Mechanism (CAM) sono in fase di riforma.

In base alla proposta, il modello Wholesale sarà composto da quattro distinti mercati: il mercato Forward, il mercato del giorno prima (l'unico attualmente già in funzione), l'intra-giornaliero e il mercato di bilanciamento.

Il modello CAM si baserà su quattro pilastri: disponibilità di capacità, flessibilità, riserva strategica, Demand Side Response. Il 28 dicembre 2015 il Governo greco ha inviato all'Unione Europea la proposta

di funzionamento del CAM che recepisce l'indicazione dell'Unione stessa di non prevedere pagamenti retroattivi per il 2015.

Romania

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei Certificati Verdi (CV), ad 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. In particolare, 2 CV per ogni MWh di produzione da biomassa, geotermica ed eolica fino al 2017 (dopo il 2017 1 CV), 6 CV per ogni MWh di produzione fotovoltaica, 3 CV per ogni MWh di produzione idroelettrica per impianti di nuova costruzione. Il prezzo dei CV è definito per legge in un intervallo tra un valore minimo ed un valore massimo (cap & floor). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti ad una penale.

L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei certificati verdi CV EGO n. 57/2013 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 (1 CV/MWh per l'eolico e mini-idro e 2 CV/MWh per il fotovoltaico). 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 31 dicembre 2015, il Governo ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2016, pari al 12,15%; nel 2015 tale quota era pari all'11,9% (decisione n. 1110/2014 pubblicata il 19 dicembre 2014).

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.

Dal 2012 al 2014 sono stati introdotti numerose modifiche alla regolazione tra cui una imposta locale del 20% (poi annullata dalla Corte), una access fee, dei limiti alla produzione incentivata; tutti strumenti mirati a ridurre il deficit di sistema generatosi per effetto degli incentivi.

Turchia

La regolazione delle energie rinnovabili in Turchia prevede un meccanismo di Feed-in-Tariff in dollari statunitensi, garantita per 10 anni, con la possibilità di passare per gli operatori di optare per il mercato aperto ogni anno fino al 2020. Nel caso in cui si utilizzi componentistica locale, il sistema prevede ulteriori 5 anni di incentivazione garantita.

Germania

Nel paese sono previsti tre tipologie diverse di meccanismo di incentivazione:

- > Feed in Tariff, applicabile per gli impianti in quantità diverse a seconda della data di entrata in esercizio;
- > Feed-in-premium, calcolata come differenza tra l'"applicable value" (ct/kWh) per ogni tipo di fonte rinnovabile e la media del prezzo mensile dell'energia elettrica;
- > Gare, da implementare a partire del 2017 al posto del feed-in-premium.

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 che 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 ed 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 ed 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 IET/1045/2014.

In data 8 luglio 2014 Enel Green Power ha presentato ricorso amministrativo al Regio Decreto n. 413/2014 e l'Ordine Ministeriale IET/1045/2014. Relativamente al ricorso al Regio Decreto, è stata presentata la domanda e si è in attesa del responso del Tribunale Supremo. Relativamente al ricorso all'Ordine Ministeriale, nel 2015 sono state richieste informazioni addizionali ed una volta ottenute è stata presentata la domanda che è in attesa di ricevere la perizia.

Nel corso del 2015 sono stati emessi due Ordini Ministeriali allo scopo di migliorare il nuovo framework regolatorio. Il primo Ordine Ministeriale, IET/1344/2015, stabilisce gli standard dei parametri di remunerazione per alcune tipologie di impianti solari e di cogenerazione non inclusi nell'Ordine Ministeriale IET/1045/2014 e quindi esclusi dal sistema di incentivazione da luglio 2013. Il secondo Ordine Ministeriale, IET/1345/2015, aggiorna i valori della remunerazione per gli impianti di cogenerazione e biomassa per il secondo semestre 2015 e definisce i meccanismi di revisione di tali valori, da applicare negli anni successivi.

Il 31 luglio 2015 è stato emesso il Decreto Regio n. 738/2015, che stabilisce il framework regolatorio e il meccanismo di dispacciamento per gli impianti localizzati nelle isole (Canarie, Baleari, Ceuta e Melilla).

Il 5 agosto 2014 è stato pubblicato l'Ordine Ministeriale 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 extra-peninsulari. Inoltre, il 24 settembre 2015 è stato pubblicato l'ordine ministeriale IET/1953/2015, che aggiorna il precedente, IET/1459/2014, con lo scopo di aumentare la partecipazione al meccanismo per l'allocazione di incentivi a impianti eolici per una capacità installata complessiva fino a 450 MW.

Durante gli ultimi mesi del 2015 è stato definito il criterio tale per cui si assegnino incentivi ai nuovi impianti di energia rinnovabile, in linea con il nuovo quadro normativo. Ciò annulla l'efficacia della moratoria imposta dal regio decreto legge 1/2012. Questo criterio che prevede l'assegnazione mediante un processo d'asta era stato già contemplato nella nuova legge sull'approvvigionamento elettrico, anche se i dettagli per la sua applicazione rimanevano ancora da definire. È stato definito mediante il Regio Decreto 947/2015, il decreto ministeriale IET/2212/2015 e la risoluzione del 30 novembre del Segretario

di Stato per l'energia. La prima asta, fissata per il 14 di Gennaio 2016, sollecita 500 MW di potenza eolica e 200 MW da biomasse.

Il 19 dicembre è stata pubblicata la risoluzione del 18 dicembre del Segretario di Stato per l'energia che stabilisce i criteri e le prove di abilitazione che le energie rinnovabili dovranno superare per essere considerate idonee per partecipare ai servizi di aggiustamento del sistema, aperti, fino ad oggi, alle sole energie prodotte da fonti convenzionali.

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.

Nel 2015 è stato pubblicato il Decreto n. 102/2015 che completa la regolamentazione del cosiddetto "overequipment" dei parchi eolici, nell'ambito del Decreto legge n. 94/2014. Questo decreto stabilisce le procedure e i requisiti tecnici per immettere in rete l'energia supplementare prodotta oltre la capacità autorizzata. I requisiti tecnici sono legati alle comunicazioni in tempo reale e alle funzionalità di disconnessione a distanza.

Marocco

Il Marocco è un paese caratterizzato da una percentuale alta di importazione di energia elettrica. In particolare dal 2008 il governo marocchino ha promosso strategie per incrementare la produzione locale di energia rinnovabile. Le risorse eoliche e solari sono altamente disponibili in tutto il paese e per tale ragione il governo ha appoggiato principalmente lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili. L'obiettivo per il 2020 è che il 42% della produzione elettrica del paese provenga da fonte rinnovabile. Con l'obiettivo di gestire e governare lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Marocco, il governo ha creato due istituzioni: ADEREE – agenzia nazionale per lo sviluppo delle energie rinnovabili e l'efficienza energetica, e MASEN - agenzia marocchina dell'energia solare.

La prima modalità per lo sviluppo delle rinnovabili è basato in aste competitive. Il Governo garantisce un Power Purchase Agreement (PPA) con l'acquirente unico ONEE - ente nazionale del settore elettrico. In questo contesto, nel 2015 il governo sta assegnando 850 MW di energia eolica e ha avviato la prima fase di un processo competitivo per assegnare 170 MW di energia solare (programma di NOOR PV gestito da MASEN).

Oltre a questa prima modalità di sviluppo delle rinnovabili, esistono due ulteriori modalità:

l'autoproduzione e la liberalizzazione dei clienti di alta tensione a condizione che siano approvvigionati da energia di fonte rinnovabile.

Questa ultima modalità, si basa sull'apertura della commercializzazione ai clienti di alta tensione. La legge 09/13 permette ad un produttore di energia rinnovabile di realizzare un nuovo impianto con il fine di vendere a clienti di alta tensione.

Il Marocco si propone di creare un nuovo ente chiamato ANRE con la funzione di regolatore nazionale ed indipendente dell'energia per garantire il rispetto della normativa vigente e la competitività tra gli operatori nei mercati dell'energia elettrica e del gas, fissare i prezzi e le condizioni di accesso alla rete di trasmissione e interconnessione. Con tale fine, nel 2015 il governo ha avviato la fase di elaborazione di una legge.

Nel 2015, il governo ha avallato il progetto di legge 58 del 2015 che modifica alcuni aspetti della legge 09/13. Questo disegno di legge prevede che i produttori di energia rinnovabile possano accedere anche alle reti di bassa tensione. Le condizioni specifiche verranno definite e regolamentate successivamente. Tale disegno di legge regola anche aspetti relativi all'immissione di energia rinnovabile in eccesso nella rete ad alta tensione.

Repubblica del Sudafrica

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'Integrated Resource Plan 2010-2030 approvata 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 Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme (REIPPPP), un sistema di gare su base d'asta avviato nel 2011, che mira a mettere in esercizio tra il 2014 e il 2020 circa 13 GW di nuova capacità rinnovabile (idroelettrica <40 MW, solare a concentrazione e fotovoltaico, eolica, biomassa, biogas e da gas da discarica). Attualmente sono previsti 5 Round di aste (Bid Windows). I primi 4 Round si sono già svolti, comportando l'assegnazione di più di 5000 MW. Nel 2015 è poi stato aggiunto – e svolto - un ulteriore Round, chiamato Expedited Round, o Round 4.5, per ulteriori 1800 MW, non ancora assegnati.

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 pagamenti di Eskom sono garantiti dal Governo.

Il regolatore elettrico nazionale NERSA ha avviato dall'inizio del 2015 due processi di revisione sulle regole applicabili in merito alla generazione distribuita e all'utilizzo della rete nazionale per il vettoriamento dell'energia (cd Wheeling). La regolamentazione sulla generazione distribuita aprirà per tutti i clienti finali la possibilità di installare sistemi fotovoltaici e di esportare in rete l'energia prodotta in eccesso al proprio fabbisogno (cd Net Metering). La regolamentazione sul Wheeling permetterà la vendita di energia elettrica tramite contrattazione bilaterale da un generatore privato con i clienti finali (commerciale o industriale esclusi i clienti residenziali) Non sono state comunicate ufficialmente date per il completamento di detti processi.

Infine, in base al meccanismo di programmazione tariffaria pluriennale, le tariffe elettriche sudafricane aumenteranno in media dell'8% all'anno fino al 2018.

India

L'India è una repubblica federale composta da 29 Stati con specifiche responsabilità sui diversi settori ma con una responsabilità condivisa con il Governo Centrale sul settore elettrico.

Il Ministero delle Energie Rinnovabili (MNRE) definisce ed implementa le politiche per lo sviluppo delle energie rinnovabili a livello nazionale. Oltre al Ministero, il settore elettrico è supervisionato a livello federale dalla Central Energy Regulatory Commission (CERC) che definisce linee guida e tariffe di riferimento e dalle State Energy Regulatory Commissions (SERC) che le implementa a livello statale.

A giugno 2015 il Governo dell'attuale Primo Ministro Narendra Modi, ha approvato un target di 175 GW di capacità rinnovabili al 2022 di cui 100GW Solar, ~60GW Eolico, ~10GW altre tecnologie.

Il settore delle rinnovabili è caratterizzato da una notevole frammentazione, in quanto ciascuno stato ha definito il proprio schema di regolamentazione per lo sviluppo di nuova capacità. In linea generale i principali meccanismi di supporto allo sviluppo di eolico e solare sono:

- > Aste Federali e Statali (Solare);
- > Feed in Tariff definite a livello statale (Eolico);
- > Generation Based Incentive definito a livello Federale GBI- (Eolico);
- > RECs (Renewable Energy Certificates) basato su Renewable Portfolio Obligations statali (RPO) statali - (Eolico /Solare);
- > Specifici incentivi fiscali.

Il meccanismo di incentivazione maggiormente applicato per l'energia eolica è la "Preferred Feed-In Tariff" statale definita dalla Commissione e garantite tramite PPA, della durata variabile a seconda degli stati tra i 10-25 anni, con le società distributrici statali (Discoms).

Relativamente allo sviluppo dell'energia solare è stato lanciato nel 2010 un programma federale denominato Jawaharlal Nehru National Solar Mission (JNNSM) basato su meccanismi di aste, gestiti a livello federale ma implementati a livello statale. Il programma è articolato in 3 fasi ed attualmente è in corso la seconda. I vincitori dell'asta si aggiudicano un PPA a tariffa fissa della durata di 25 anni con NTPC (National Thermal Power Corporation) il principale operatore elettrico nazionale.

Kenya

La Repubblica del Kenya, pur non avendo fissato degli obiettivi ufficiali di capacità installata di energie rinnovabili, sostiene fortemente il loro sviluppo principalmente per ridurre la propria dipendenza elettrica dall'idroelettrico, cercando di attirare investitori privati.

Il principale meccanismo di incentivazione alle fonti rinnovabili, utilizzato sin dal 2008 e rivisto nel 2012, è rappresentato dalle feed-in tariff (Fit), con valore definito per legge dalla Energy Regulatory Commission (ERC) per impianti inferiori a 10 MW e tramite aste per impianti di maggiori dimensioni. Il meccanismo di supporto prevede Power Purchase Agreement (PPA) della durata di venti anni con Kenya Power and Lighting Company (KPLC) l'operatore nazionale responsabile della trasmissione, distribuzione e fornitura agli utenti finali. Le tariffe sono differenziate per tecnologia (eolico, biomassa, solare, mini-idroelettrico e geotermico) e taglia dell'impianto e sono parzialmente indicizzate all'inflazione degli Stati Uniti (US CPI).

Nel 2012 è stato introdotto un tetto alla capacità massima di impianti rinnovabili realizzabili con contratto tramite FIT. E' prevista una revisione triennale del meccanismo di supporto FIT che include anche la revisione delle tariffe. Le nuove misure si applicano però solo ai nuovi impianti.

Il paese presenta un tasso di elettrificazione pari appena al 23% pertanto l'incremento del tasso di elettrificazione rurale, mediante estensione/densificazione della rete nazionale, sviluppo di mini-grid e progetti off-grid rappresenta una delle principali priorità.

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 ad 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. Sono previste tipologie di aste diverse a seconda che la partecipazione sia riservata ad impianti nuovi o a impianti esistenti e possono essere definite principalmente 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 celebrazione dell'asta. Queste tipologie di aste sono convocate tipicamente per incrementare il margine di riserva e/o promuovere lo sviluppo di terminate 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 A-3 e A-5 in funzione dell'obbligo del produttore a 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, 25 anni per gli impianti solari e 30 anni per gli impianti idroelettrici.

Nel corso del 2015 si sono svolte otto aste destinate alla fornitura dei clienti regolati, di cui cinque hanno visto la partecipazione di progetti rinnovabili. In totale sono stati assegnati contratti per circa 5.5 GW a nuova capacità. A Novembre il Governo Federale ha inoltre svolto un'asta per la riallocazione di circa 6 GW di concessioni idro in scadenza, attraverso contratti trentennali, che prevedono una remunerazione dei costi operativi per il 70% della capacità e la possibilità di allocare il rimanente 30% sul mercato libero.

A settembre, il Ministero ha approvato un Decreto che permetterà agli impianti eolici, operativi da almeno 24 mesi e che abbiano subito alterazioni tecniche nello sviluppo del progetto, di ricalcolare il valore della loro "Garantía Física", ovvero la massima capacità con cui un impianto può partecipare ad un'asta per la fornitura dei clienti regolati. Gli impianti che in base alla metodologia approvata, registrino un differenziale positivo, potranno commercializzarla attraverso aste A-0 e A-1 o a clienti liberi.

A Dicembre è stata approvata la legge 13.203 che, tra gli altri emendamenti, ha introdotto un nuovo meccanismo per la gestione del rischio idrologico che permette ai generatori idroelettrici, in via opzionale, di trasferire tale rischio ai clienti finali in cambio di una riduzione di prezzo dei contratti firmati. È stata inoltre incrementata da 30 MW a 300 MW la soglia per permettere agli impianti rinnovabili di beneficiare degli incentivi fiscali ed è stata introdotta la possibilità che impianti risultati vincitori in precedenti aste partecipino, con eventuali surplus di capacità, alle prossime aste per la fornitura dei clienti regolati.

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 ed 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 *decalage* 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 il presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica del paese indicando i principali obiettivi del sistema, le tappe dell'agenda normativa ed 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 2014-25 sarà rappresentata da impianti rinnovabili.

Il 29 gennaio 2015 è stata approvata la Legge N° 20.805 che ha introdotto delle modifiche al sistema di aste per la fornitura dei clienti regolati. Le principali modifiche hanno riguardato l'aumento dell'orizzonte temporale del contratto (passato da 15 a 20 anni), l'aumento del range entro il quale si riconosce ai clienti la possibilità di rimanere nel mercato regolato (da un range 0.5 - 2MW a un range 0,5-5MW), l'introduzione di aste di breve termine, ed infine la possibilità - per gli impianti nuovi - di posticipare la data di inizio della fornitura dell'energia. Le nuove regole saranno operative per tutti i contratti firmati come risultato delle aste organizzate a partire dal 2016.

Ad aprile 2015, il Ministero ha pubblicato il decreto approvando il Piano di Espansione del Sistema Elettrico Nazionale per il periodo 2014-2015. Il piano include la realizzazione del progetto di interconnessione tra i due principali sistemi elettrici del paese (SIC e SING) che dovrebbe essere operativo entro la fine del 2019.

È stato pubblicato a settembre 2015 il documento "Hoja de Ruta al 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva", che descrive le linee guida per la evoluzione a lungo termine del settore energetico cileno e identifica una serie di target settoriali. Il documento, rappresenta uno degli input della Politica Energetica che sarà successivamente definita dal Ministero ed introduce, tra gli altri, un target del 70% di generazione da fonti rinnovabili al 2050, il cui raggiungimento dovrebbe essere attuato principalmente attraverso la capacità eolica e solare.

Colombia

Il 14 maggio 2014 il Presidente della Repubblica colombiana ha promulgato la legge 1715 finalizzata alla promozione della produzione di energia attraverso fonti energetiche rinnovabili, alla riduzione delle emissioni di gas serra e a garantire la sicurezza energetica del paese. La legge, oltre ad introdurre una serie di incentivi in materia fiscale per le fonti rinnovabili, prevede la creazione di un fondo dedicato al finanziamento degli impianti rinnovabili non convenzionali (ERNC) e all'Efficienza Energetica.

Nel corso del 2015 è stato portato avanti il processo di definizione della normativa di secondo livello ed in particolare, è stato approvato il decreto che ufficializza gli incentivi fiscali introdotti dalla legge per gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili. Nello specifico tali impianti saranno esentati dall'applicazione dell'IVA e dei dazi e potranno beneficiare dell'ammortamento accelerato e del 50% di deduzione fiscale.

A febbraio 2016 il Ministero ha pubblicato la risoluzione che adotta il nuovo piano per il periodo 2015-2029 ("Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015-2029") avviando ufficialmente la costruzione della connessione della penisola de La Guajira al Sistema Elettrico Nazionale, che dovrebbe essere operativa al massimo entro la fine del 2022. L'area situata al nord del paese è attualmente isolata e rappresenta una delle zone a più alto potenziale eolico della Colombia. Nei prossimi mesi sarà portato a termine il disegno finale del progetto, che definirà, in maniera puntuale la tempistica della realizzazione, in modo da tenere in considerazione i piani di sviluppo dei generatori in loco.

Messico

Il 2015 ha visto la progressiva approvazione e pubblicazione delle leggi e dei regolamenti finalizzata alla ristrutturazione del settore energetico e petrolifero. Con specifico riferimento al settore elettrico, il processo normativo, iniziato con le modifiche costituzionali approvate a Dicembre 2013 e consolidato nel 2014 con l'approvazione delle leggi di riferimento per il settore elettrico (Ley de la Industria Eléctrica, Ley de Energía Geotérmica e la Ley de la Comisión Federal de Electricidad) si è concretizzato nel 2015 con la pubblicazione delle Basi del Mercato Elettrico.

Nello specifico il documento pubblicato a Settembre descrive le regole di funzionamento, l'organizzazione ed i criteri di partecipazione al nuovo mercato. Lo schema definito prevede meccanismi di contrattazione a breve e a lungo termine per la compravendita di energia, potenza e certificati di "energia limpia" tra cui un Mercato di Tempo Reale, un Mercato del Giorno Prima e aste dedicate alla fornitura dei clienti regolati.

In linea con il calendario annunciato, a partire dal 27 Gennaio 2016 gli operatori possono partecipare al mercato per le vendite all'ingrosso mentre a Marzo 2016, si svolgerà la prima asta a lungo termine in cui i Distributori dovranno comprare l'energia e i certificati necessari al raggiungimento del target del 25% di generazione da fonti non fossili al 2018 ed è stato avviato il 27 Gennaio 2016 il mercato per le vendite all'ingrosso in tempo reale.

Il Ministero ha inoltre avviato a Gennaio il processo di unbundling dell'ex-monopolista del mercato (Comisión Federal de Electricidad – CFE) attraverso la pubblicazione del relativo decreto. Tale processo, che dovrebbe completarsi entro la fine del 2017, prevede una separazione orizzontale e verticale e porterà alla creazione di almeno quattro società di generazione, due imprese destinate alla gestione delle attività di rete (trasmissione e distribuzione), due aziende dedicate alla fornitura dei clienti (liberi e regolati) e due filiali incaricate di gestire il rapporto commerciale con i generatori che hanno optato per lo schema di mercato pre-riforma (Produttori Indipendenti e Autogeneratori).

Per quanto riguarda l'evoluzione a lungo termine del settore, il Ministero dell'energia SENER ha presentato a giugno, il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico 2015-2029 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti in materia di generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica necessari alla fornitura della domanda del periodo. Secondo le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3% ed il 4%, il che richiederà circa 60 GW di capacità addizionale di cui circa 32 GW di capacità rinnovabile funzionali al raggiungimento del target del 35% di generazione rinnovabile al 2024.

Infine, è stata approvata a Dicembre la Legge di Transizione del Settore Energetico che definisce e ufficializza gli obiettivi di medio e lungo termine per l'incorporazione della generazione da fonti non fossili nel settore elettrico (25% al 2018, 30% al 2021 e 35% al 2024).

Perù

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili peruviano, introdotto dal Decreto Legislativo 1002 del 2008 (Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad), è un sistema con aste competitive aperto a tutte le tecnologie rinnovabili (con un solo limite sugli impianti idroelettrici ammessi fino a 20 MW), solitamente differenziato per fonte al momento della pubblicazione del decreto da parte del Ministero.

Le aste prevedono un prezzo massimo di offerto ed un meccanismo di remunerazione pay as bid. Gli impianti rinnovabili vincitori dell'asta beneficiano inoltre della priorità di dispacciamento e di una serie di incentivi fiscali, tra cui l'ammortamento accelerato ed il rimborso anticipato delle tasse sulle vendite.

Nello specifico si è svolta a dicembre la quarta asta riservata alla generazione da fonti rinnovabili e finalizzata al raggiungimento del target del 5% introdotto dalla legge del 2008. I vincitori firmeranno contratti ventennali di fornitura dell'energia eolica, solare fotovoltaica, mini-idro e biomassa per un totale di circa 2.2 TWh annui e con inizio della fornitura a gennaio 2018. L'aggiudicazione è prevista tra febbraio e marzo 2016.

Per quanto riguarda inoltre la normativa volta alla valorizzazione della generazione, a febbraio 2015, il regolatore OSINERGMIN ha approvato la nuova metodologia per il calcolo dell'Energia Firme che, nel caso di impianti rinnovabili, sarà definita in funzione della produzione distinguendo criteri puntuali a seconda che gli impianti siano in esercizio, nuovi o vincitori di un'asta rinnovabile.

Panama

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero.

A febbraio 2015 il Congresso ha approvato la Legge 25 che sancisce la creazione del Ministero dell'Ambiente che avrà il compito di contribuire all'implementazione delle politiche ambientali attraverso la collaborazione con gli altri ministeri e attuare i progetti di sviluppo nazionali.

A maggio 2015 è stata approvata risoluzione 8566 che modifica la metodologia per le esportazioni di energia elettrica durante i periodi di elevata disponibilità idrica. La nuova regola proposta dal gestore del sistema panamense, Centro Nacional de Despacho, consentirà di ridurre il rischio di sfioro dei bacini.

Guatemala

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso aste pubbliche gestite da distributori/traders e PPA bilaterali negoziati sul mercato libero. E' previsto un regime di incentivi fiscali incluso un periodo di 10 anni di esenzione dalla tassazione sul reddito e un'esenzione per l'importazione di materiali ed attrezzature per impianti rinnovabili.

A gennaio 2015 il Regolatore CNEE ha annunciato che il paese ha raggiunto nel 2014 il 65% di generazione da fonti rinnovabili registrando quindi un incremento di circa il 15% rispetto al 2007, anno in cui il Governo ha approvato i target di lungo termine per la generazione rinnovabile nel paese. Nello specifico i numeri hanno confermato che il paese ha onorato il target del 60% definito per il 2015 e si avvia al raggiungimento del successivo obiettivo (80% al 2026).

Costa Rica

Le energie rinnovabili accedono al mercato principalmente attraverso IPP (≤ 20 MW) con tariffe definite dal regolatore (ARESEP) e aste pubbliche BOT (≤ 50 MW) con prezzi fissi per la definizione di PPA a lungo termine con ICE.

A settembre 2015 il Presidente della Repubblica ha firmato il "Plan Nacional de Energía 2015-2030" che identifica gli obiettivi di corto, medio e lungo termine per la pianificazione del settore energetico. Con specifico riferimento al settore elettrico sono stati identificati quattro obiettivi che nel corso dei prossimi anni dovranno essere oggetto di misure specifiche:

- > migliorare l'efficienza energetica del paese attraverso una riduzione dell'intensità energetica e delle emissioni associate al consumo di energia,
- > assicurare un'ottima generazione distribuita permettendo un utilizzo diretto delle fonti rinnovabili,
- > ottimizzare la matrice di generazione del paese attraverso una valutazione delle risorse disponibili e della loro combinazione in termini di qualità, disponibilità e prezzo.

Introdurre un modello integrale di pianificazione del sistema che consideri gli aspetti economici, tecnici, sociali e ambientali come elementi fondanti.

Uruguay

La politica energetica del paese è guidata dal documento di "Politica Nazionale Energetica 2005-2030", approvato dal governo con l'obiettivo di ridurre la dipendenza energetica del paese e incentivare gli investimenti nel settore energetico. In particolare la Politica ha definito una serie di obiettivi di breve, medio e lungo termine tra cui il 15% di generazione da fonti rinnovabili non convenzionali entro il 2015 (target raggiunto con successo).

Per quanto riguarda l'accesso al mercato, gli operatori privati possono partecipare alle aste competitive convocate dal governo, tipicamente per tecnologia, per l'allocatione di contratti pluriennali destinati alla vendita dell'energia al distributore del mercato nazionale UTE.

Stati Uniti

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 –PTC- e investment tax credit –ITC-), ammortamento accelerato e sovvenzioni federali, mentre a livello statale vige un sistema di Renewable Portfolio Standard (RPS), ovvero un sistema di quote obbligatorie in capo alle utilities con target differenziati per ciascun 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 da impianti eolici, geotermici, idroelettrici e biomasse, che è scaduto alla fine del 2015 e l'investment tax credit (ITC), l'incentivo fiscale per l'energia solare, che è in scadenza alla fine del 2016, sono stati recentemente rinnovati:

Per quanto riguarda il PTC relativo all'energia eolica, questo verrà riconosciuto in misura del:

- > 100% qualora la costruzione si avvii prima del 1° gennaio 2017;
- > 80% qualora la costruzione si avvii dopo il 31 dicembre 2016 e prima del 1° gennaio 2018;
- > 60% qualora la costruzione si avvii dopo il 31 dicembre 2017 e prima del 1° gennaio 2019;
- > 40% qualora la costruzione si avvii dopo il 31 dicembre 2018 e prima del 1° gennaio 2020;

Per quanto riguarda l'ITC per l'energia solare, questo verrà riconosciuto in misura del:

- > 30% qualora la costruzione si avvii prima del 1° gennaio 2020;
- > 26% qualora la costruzione si avvii dopo il 31 dicembre 2019 e prima del 1° gennaio 2021;
- > 22% qualora la costruzione si avvii dopo il 31 dicembre 2020 e prima del 1° gennaio 2022.

Infine, per quanto riguarda i PTC relativi a progetti geotermici, idroelettrici o a biomassa viene riconosciuto il 100% dell'importo qualora si avvii la costruzione entro il 1° gennaio 2017, stabilendo una dilazione di due anni senza prevedere una graduale eliminazione dell'incentivo.

Ulteriori linee guida da parte dell'Internal Revenue Service (IRS), per la definizione dei concetti di "avvio costruzione" e "continuous efforts" richiesti per la qualificazione, sono attese nel primo e nel secondo trimestre del 2016.

Ad agosto 2015, l'Environmental Protection Agency (EPA) ha presentato il Clean Power Plan, un piano per la riduzione delle emissioni del 32% entro il 2030 e ha stabilito uno specifico obiettivo di riduzione per ciascuno Stato. Tuttavia, il 9 febbraio 2016, la Corte Suprema degli Stati Uniti ne ha ordinato la sospensione, mentre i tribunali federali stanno valutando la legittimità normativa. Le scadenze dell'EPA per gli Stati sono ora in attesa dell'esito legale. In precedenza ad ogni Stato era stato richiesto di presentare un primo progetto idoneo all'EPA entro il 2016.

Gli Stati avranno tempo fino al 2022 per iniziare a ridurre le emissioni, con un sistema di incentivi a partire dal 2020.

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.

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 CO₂

L'emissione di anidride carbonica (CO₂), 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 (CO₂) 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 CO₂, 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 ed 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 Region/Country/Global 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 Region/Country/Global 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, 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 su mercati regolamentati o over the counter (OTC).

Per una disamina dell'attività di gestione del rischio commodity e del portafoglio di derivati in essere si rimanda alla nota 41 della Relazione Finanziaria annuale.

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.

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, in ragione della propria diversificazione geografica e dell'accesso a mercati internazionali connessa all'emissione di strumenti di debito e all'operatività su commodity. Pertanto, 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;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni;
- > passività finanziarie accese a livello di Holding o delle singole subsidiaries denominate in valuta diversa da quella di conto o operativa per la società detentrici 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 politica di gestione del rischio cambio è orientata alla copertura sistematica delle esposizioni, con l'esclusione del rischio traslativo, attraverso processi operativi che garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging che tipicamente richiedono l'utilizzo di contratti finanziari derivati su mercati over the counter (OTC).

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 della Relazione Finanziaria annuale.

Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni nel livello dei tassi di interesse comportino variazioni in aumento degli oneri finanziari netti o variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento in caso di accensione di nuovo debito e dalla variabilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento espresso a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio mira al mantenimento del profilo di rischio definito nell'ambito di procedure formali di governance dei rischi di Gruppo, contenendo nel tempo il costo del funding e la sua volatilità anche attraverso la stipula di strumenti finanziari su mercati over the counter (OTC).

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 della Relazione Finanziaria annuale.

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 ed 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. In tale contesto generale, allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la politica di gestione del credito, e del rischio connesso, prevede la valutazione preliminare del merito di credito delle controparti dei principali portafogli e l'adozione di strumenti di mitigazione dei rischi, quali l'acquisizione di garanzie reali o personali e, con riferimento particolare all'operatività finanziaria e su commodity, di framework contrattuali standardizzati.

Inoltre, la politica generale a livello di Gruppo prevede l'applicazione di criteri omogenei per il monitoraggio e il controllo del rischio di credito di Gruppo, in tutte le principali Region/Country/Global Business Line, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità delle esposizioni creditizie in essere e di individuare le eventuali azioni di mitigazione da attuare.

Relativamente al rischio di credito derivante dall'operatività in commodity sono inoltre applicati e monitorati limiti al rischio di credito definiti dalle strutture di competenza delle Region/Country/Global Business Line interessate.

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 2015 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 di Gruppo, sia a livello di singola Region/Country/Global Business Line sia a livello consolidato.

Nell'ambito della gestione del rischio di credito, inoltre, già a partire dagli esercizi precedenti, il Gruppo ha posto in essere 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 ad 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 ad 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 ed hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi ed i benefici ad 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 situazioni di tensione o crisi sistemica (es: credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione da parte del mercato della rischiosità del Gruppo.

La politiche di gestione del rischio è finalizzata al mantenimento di disponibilità liquide sufficienti a far fronte agli impegni attesi per un determinato orizzonte temporale senza far ricorso ad ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un liquidity buffer prudenziale sufficiente a far fronte ad 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 ed un profilo di scadenze equilibrato.

Rischi connessi al rating

Il merito di credito, assegnato ad 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.

Durante il primo semestre dell'esercizio 2015 le agenzie di Rating Standard & Poor's e Moody's hanno rivisto in positivo l'outlook di Enel portandolo rispettivamente da stabile a positivo e da negativo a stabile, principalmente in ragione della resilienza dimostrata dal Gruppo a fronte di condizioni avverse di mercato (rallentamento dell'economia e ribasso delle quotazioni delle commodity) e del quadro regolatorio nei mercati di riferimento, grazie alla flessibilità derivante dalla disponibilità di una varietà di opzioni strategiche che includono dismissione di asset, contenimento dei costi operativi e ottimizzazione dell'esposizione debitoria.

Pertanto, al termine dell'esercizio, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB" secondo Standard & Poor's con outlook positivo; (ii) "BBB+", con outlook stabile, secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con outlook stabile secondo Moody's.

Rischio Paese

Nel 2015 si è assistito a una forte disomogeneità delle performance di crescita tra paesi OECD e non OECD. L'Europa nonostante abbia beneficiato di un contesto macroeconomico internazionale alquanto favorevole sia per le politiche monetarie espansive della BCE che dal basso prezzo del petrolio, registra una situazione economica stagnante ed ancora lontana dai valori pre-crisi, crisi ulteriormente peggiorata dall'irrisolta crisi greca. Le prospettive di crescita in tutta Europa sono ancora frenate da un contesto poco favorevole agli investimenti e dall'elevata disoccupazione. Gli USA invece hanno registrato ottime performance economiche superando i livelli pre-crisi dovuti ai più alti livelli di domanda interna, consumi e ripresa del settore dei servizi grazie anche ai massicci interventi di politica monetaria della FED. I dati sulla disoccupazione rimangono particolarmente positivi come anche l'inflazione core prossima ai livelli target della FED mentre l'inflazione di base, "headline", (al lordo delle componenti più volatili come l'energia) è ancora ben lontana dai livelli obiettivo e trova difficoltà a delineare un trend definito in recupero. La ripresa dei consumi privati, sostenuti dal miglioramento del mercato del lavoro, si contrappone però a risultati non ancora brillanti del settore manifatturiero e nell'attività industriale oltre ad un peggioramento della bilancia commerciale. Quest'ultima è stata influenzata dal forte apprezzamento del dollaro (che ha contribuito a sostenere la domanda di importazione di beni di consumo e reso meno competitivi i beni denominati in USD), a seguito di aspettative divergenti (più restrittive, in seguito però attenuatesi), da parte dei mercati finanziari, di politica monetaria della Banca Centrale americana, e dalla minore domanda globale esacerbata, in particolare, dal rallentamento economico della Cina. In Cina in questo ultimo anno si è sempre più materializzata la crisi del motore di crescita che ha garantito performance economiche straordinarie per più di un decennio guidate essenzialmente dalle esportazioni e livelli rilevanti di investimenti interni. La vera sfida dei policy makers sarà quella di rilanciare la crescita attraverso lo sviluppo di un mercato interno e la nascita del settore dei servizi. In altri grandi Paesi emergenti si profila un quadro alquanto disomogeneo, se da un lato l'economia Indiana, grazie alle politiche monetarie della banca centrale sembra riprendere un forte slancio, dall'altro l'economia brasiliana appare in difficoltà con livelli di inflazione record, una serie di scelte politiche risultate errate e scandali interni. Ancora una volta l'economia russa è su un tracciato alquanto negativo, a seguito delle tensioni geopolitiche con l'Ucraina e soprattutto dei bassi prezzi del petrolio il Paese è caduto in una recessione con inflazione a due cifre. Resta elevata 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, ed enormi flussi di rifugiati con le conseguenti incertezze che possono incidere sul quadro macroeconomico globale.

Rischi industriali ed ambientali

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.

Il malfunzionamento dei propri impianti ed eventi accidentali avversi che ne compromettano la temporanea funzionalità possono rappresentare ulteriori rischi legati al business del Gruppo. 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. Dal punto vista ambientale, gli impianti sono sottoposti a certificazioni secondo standard internazionali (ISO14001 e EMAS) e attraverso l'applicazione dei Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) fonti potenziali di rischio sono monitorate affinché ogni criticità possa essere rilevata tempestivamente.

Il Gruppo applica inoltre la metodologia MAPEC (Mapping of Environmental Compliance) che, con riferimento all'esercizio degli impianti di generazione e distribuzione di energia (escluso il nucleare), consente di identificare i rischi ambientali rispetto alla strategia e reputazione aziendali ed all'ambiente in quanto recettore.

Il rischio residuo, industriale e ambientale, 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.

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

Prevedibile evoluzione della gestione

Il piano industriale, presentato nel novembre del 2015, punta con decisione sulla crescita industriale di lungo periodo, specie nei settori delle rinnovabili e delle reti; esso prevede un ambizioso programma di efficientamento attraverso la riduzione dei costi di manutenzione e di quelli operativi in tutte le linee di business globali.

Nel piano è anche prevista la semplificazione della struttura societaria del Gruppo, iniziata nel 2014 con la separazione delle due controllate Endesa ed Enersis. Viene, inoltre, perseguita una gestione attiva del portafoglio volta a creare valore attraverso un riposizionamento strategico del Gruppo. Infine, è prevista una crescente attenzione alla remunerazione degli azionisti grazie ad un graduale incremento dei dividendi distribuiti da qui al 2019, per meglio allineare il Gruppo ai livelli medi di settore.

In particolare, nel corso del 2016 Enel completerà il processo di integrazione di Enel Green Power, la riorganizzazione societaria in America Latina, avvierà la campagna di installazione degli smart meter e lo sviluppo del business plan di Enel Open Fiber.

Sulla base degli elementi chiave sopra esposti, di seguito sono rappresentati gli obiettivi finanziari che costituiscono le fondamenta del piano 2016-2019, che mira a promuovere la generazione di cassa per sostenere l'aumento dei dividendi a beneficio degli azionisti.

		2016	2017	CAGR 15-19
Ebitda ricorrente	<i>Miliardi di euro</i>	~14,7	~15,5	~4%
Utile netto ordinario	<i>Miliardi di euro</i>	~3,1	~3,4	~10%
Dividendo minimo	<i>euro/azione</i>	0,18		~17%
<i>Pay-out</i>	%	55	60	
Flusso di cassa operativo / Indebitamento finanziario netto	%	23	26	~6%

Il piano strategico di Enel rappresenta la sintesi della visione di lungo periodo dell'azienda: un nuovo indirizzo strategico denominato "Open Power", un nuovo approccio che coinvolgerà tutti i processi industriali e le iniziative commerciali del Gruppo, guidando gli investimenti e il rapporto con gli stakeholder. Un approccio che si rifà appunto al concetto di apertura; in termini di sostenibilità e, dunque, di innovazione ed evoluzione tecnologica, in un momento in cui Enel apre le sue infrastrutture a diversi utilizzi; apertura verso i nostri stakeholder, attraverso il dialogo con le comunità in cui siamo presenti; apertura al nostro interno e, dunque, capacità di saper valorizzare i nostri talenti e le nostre diversità; apertura, infine, intesa come capacità di ascoltare ciò che arriva dal mondo che ci circonda e di saperne cogliere le opportunità e recepire le istanze.

In linea con questo nuovo approccio, il 26 gennaio 2016 Enel ha presentato il nuovo logo di Gruppo, un brand globale che rappresenta questa nuova Enel, aperta al cambiamento, all'ascolto e all'innovazione.

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 2015 – vale a dire il 22 marzo 2016 – 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 23 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 2014.
Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Enersis); 2) Buffalo Dunes Wind Project, LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 3) Chilectra SA (società cilena del perimetro Enersis); 4) Companhia Distribuidora y Comercializadora de Energia – Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enersis); 5) Compañía de Interconexion Energetica SA – CIEN (società brasiliana del perimetro Enersis); 6) Compañía Electrica do Tarapacá SA – Celta (società cilena del perimetro Enersis); 7) Companhia Energetica do Ceará – Coelce SA (società brasiliana del perimetro Enersis); 8) Edegel SA (società peruviana del perimetro Enersis); 9) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enersis); 10) Empresa de Distribución Electrica de Lima Norte – Edelnor SAA (società peruviana del perimetro Enersis); 11) Empresa Distribuidora Sur – Edesur SA (società argentina del perimetro Enersis); 12) Empresa Electrica Panguipulli SA (società cilena del perimetro Enel Green Power); 13) Empresa Electrica Pehuenche SA (società cilena del perimetro Enersis); 14) Empresa Nacional de Electricidad – Endesa Chile SA (società cilena del perimetro Enersis); 15) Endesa Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enersis); 16) Enel Brasil Participações Ltda (società brasiliana del perimetro Enel Green Power); 17) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Green Power); 18) Enel Green Power Chile Limitada (società cilena del perimetro Enel Green Power); 19) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 20) Enel Green Power North America Development, LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 21) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 22) Enersis SA (società cilena) e 23) P.J.S.C. Enel Russia (società russa controllata da Enel Investment Holding BV);
- > lo Stato patrimoniale ed il Conto economico del bilancio 2015 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 2015 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 ed 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 ed 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 ed 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 centottanta giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale.

L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di centoventi giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, cod. civ., 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 di commento 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 l'informativa sulle parti correlate e il dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica Nota di commento n. 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 2015.

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 di commento n. 50 del Bilancio consolidato.

Sostenibilità

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.

Nel 2015 Enel si è classificata al quinto posto, unica italiana, nel ranking di Fortune Global tra le 50 aziende che contribuiscono a cambiare il mondo: una sfida e una grande responsabilità verso gli azionisti, gli stakeholder e soprattutto verso le generazioni future.

Essere sostenibili vuol dire essere competitivi oggi e domani e la sostenibilità ambientale, sociale ed economica è la chiave per la crescita del settore energetico. Per questo motivo il Gruppo punta su una strategia che metta insieme business e sostenibilità, che coniughi gli interessi degli stakeholder e le esigenze delle comunità locali, che promuova lo sviluppo delle tecnologie rinnovabili nel rispetto dell'ambiente. L'obiettivo perseguito è una visione completa basata sull'ascolto e sul coinvolgimento delle popolazioni e sull'uso razionale delle risorse che non separi il progresso sociale da quello economico.

Il modello organizzativo vede 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 presenti, inoltre, 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.

Integrata nel modello di business lungo l'intera catena del valore, la sostenibilità interpreta e traduce in azioni concrete la strategia del Gruppo, attraverso un Piano di Sostenibilità puntuale, sfidante e condiviso, garantendo una periodica disclosure delle informazioni rilevanti sia all'interno sia all'esterno dell'azienda e aumentando la capacità di attrarre investitori di lungo periodo e socialmente responsabili (Social Responsible Investors – SRI). Il punto fondamentale di questo approccio è l'implementazione degli indicatori di sostenibilità ESG (ambientali, sociali e di governance) all'interno di tutta la catena del valore, non solo per una valutazione *ex post* ma soprattutto per anticipare le decisioni e rafforzare un atteggiamento proattivo e non reattivo.

Enel vuole guidare il cambiamento e cogliere in anticipo le nuove opportunità del mercato, consapevole del fatto che il punto di partenza è la conoscenza del contesto in cui opera.

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.

In particolare nel 2015 sono stati sviluppati 633 progetti di sostenibilità legati all'accesso all'energia, allo sviluppo socio economico delle comunità, al sostegno alle comunità locali e a iniziative interne per promuovere un modo sostenibile di lavorare, di cui hanno beneficiato 6,14 milioni di persone per un investimento complessivo di circa 67 milioni di euro, costituiti per circa il 41% da contributi esterni derivanti da altri partner ai progetti, finanziamenti e agevolazioni fiscali.

A cornice di tutto il processo vi sono i principi di etica, trasparenza, anti-corrruzione, 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.

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. Dal 1 giugno 2015 l'Amministratore Delegato di Enel è membro del Consiglio di Amministrazione del Global Compact delle Nazioni Unite, primo rappresentante di un'azienda italiana e unico Amministratore Delegato di una utility a essere insignito di questo ruolo. Enel si impegna costantemente a gestire e misurare la propria performance di sostenibilità, dotandosi e sviluppando strumenti che garantiscano un sistema codificato e integrato di attività, 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.

Tra gli altri, il Gruppo si è dotato di sistemi dedicati all'analisi delle priorità, alla gestione e rendicontazione delle performance, nonché alla mappatura e al monitoraggio dei progetti di sostenibilità. 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, nel 2015 ha supportato il GRI (Global Reporting Initiative) 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 principi di Accountability e del Global Compact delle Nazioni Unite. Il Bilancio di Sostenibilità 2015 riporta anche l'impegno di Enel per il raggiungimento dei Sustainable Development Goals (SDGs) delle Nazioni Unite, annunciati a settembre 2015.

L'impegno di Enel nei Sustainable Development Goals delle Nazioni Unite

Il 25 settembre 2015, l'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) ha definitivamente adottato i nuovi Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) al 2030, che sono stati lanciati ufficialmente il giorno seguente in occasione del Private Sector Forum tenutosi a New York. Tramite gli SDGs le Nazioni Unite invitano le aziende ad utilizzare la creatività e l'innovazione per affrontare le sfide dello sviluppo sostenibile, come la povertà, la parità di genere, l'acqua pulita, energia pulita e il cambiamento climatico. Il successo dei nuovi obiettivi si basa molto sulle azioni che saranno implementate da tutti gli attori coinvolti.

Enel ha annunciato, in tale occasione, l'intenzione del Gruppo di contribuire al raggiungimento di quattro dei 17 obiettivi. In particolare, il Gruppo contribuirà:

- *impegnandosi ad assicurare l'accesso a un'energia economica, sostenibile e moderna attraverso il programma ENabling ELectricity, di cui beneficeranno 3 milioni di persone in Africa, Asia e America Latina (SDG 7);*
- *sostenendo progetti educativi per 400mila persone entro il 2020, attraverso iniziative simili a programmi già in corso quali Powering Education in Kenia, Ubuntu in Sud Africa e borse di studio in America Latina (SDG 4);*
- *promuovendo l'occupazione e una crescita economica inclusiva, sostenibile e duratura per 500mila persone, attraverso programmi come la coltivazione e distribuzione di caffè in Perù e coltivazioni in serra in Cile (SDG 8);*
- *mettendo in campo azioni mirate per raggiungere la carbon neutrality entro il 2050 (SDG 13).*

I progetti, le attività, le performance e i principali risultati, compreso l'avanzamento sugli SDGs in linea con l'SDGs Compass, sono riportati nel Bilancio di Sostenibilità di Enel, 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 2015 sono presenti nel capitale Enel 132 Investitori Socialmente Responsabili (134 nel 2014) che detengono ca il 7,7% del totale delle azioni in circolazione di Enel (5,9% nel 2014), pari al 10% del flottante (8,6% nel 2014).

Il Gruppo si conferma per il dodicesimo anno consecutivo nel Dow Jones Sustainability Index, come azienda leader nel settore delle "Electric Utilities". Nel 2015 Enel è stata riammessa nel selettivo indice World del Dow Jones e ha ricevuto il prestigioso riconoscimento "Silver Class" per la sostenibilità nel Sustainability Yearbook 2016 di RobecoSAM, pubblicazione che valuta le performance nel campo della sostenibilità delle maggiori imprese mondiali. Enel è inoltre ammessa nello STOXX Global ESG Leaders, negli indici di sostenibilità ECPI e NYSE Euronext, ed è tra le utility presenti nel prestigioso indice CDP Italy Climate Change Disclosure Leadership 2015, come azienda leader per la qualità, la completezza e la trasparenza dei dati sulle emissioni dei gas serra e l'impegno per il contenimento del 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.

Analisi delle priorità e piano di sostenibilità

Al fine di identificare le priorità di intervento del Gruppo, le tematiche su cui approfondire la disclosure e le attività di coinvolgimento degli stakeholder da rafforzare, Enel conduce ormai da diversi anni la Materiality Analysis (Analisi delle priorità), basandosi sulle linee guida dei più diffusi standard internazionali, come il GRI-G4. L'obiettivo è quello di mappare e valutare la priorità delle tematiche di interesse per gli stakeholder, incrociandole con la strategia industriale e con le priorità di azione del Gruppo.

Nell'ambito dell'analisi, vengono identificati i principali stakeholder del Gruppo, valutati sulla base della loro rilevanza per l'azienda, e viene considerata la priorità da loro attribuita alle varie tematiche nelle numerose iniziative di coinvolgimento. Queste informazioni vengono poi incrociate con la valutazione dei temi su cui Enel prevede di focalizzare i propri sforzi, con il relativo valore di priorità.

La vista congiunta delle due prospettive consente di individuare le tematiche che, per rilevanza e priorità, 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.

L'analisi, condotta sempre a un maggior livello di dettaglio sia in termini di tematiche che di perimetro geografico, consente di ottenere le priorità di azienda e stakeholder sia per l'intero Gruppo che per ogni singola Country. Permette inoltre di ottenere i risultati con specifici focus, come la matrice della sola categoria di stakeholder "Comunità finanziaria", utile ai fini dell'identificazione delle tematiche da approfondire nella Relazione finanziaria annuale, documento indirizzato proprio a questa tipologia di stakeholder. In particolare, da tale analisi sono emersi come prioritari temi quali creazione di valore economico-finanziario, innovazione ed efficienza operativa, salute e sicurezza sul lavoro e strategia climatica.

Sulla base dei risultati della Materiality Analysis, vengono poi definiti i focus per il reporting e vengono fissati obiettivi e target inclusi nel Piano di Sostenibilità 2016-2020, al cui raggiungimento contribuiscono attività e progetti afferenti a diverse Funzioni e Business Line del Gruppo.

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

Nel 2002 Enel ha adottato il Codice Etico, espressione degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali. Tale Codice è valido sia in Italia sia all'estero, pur in considerazione della diversità culturale, sociale e economica dei vari Paesi in cui Enel opera. Il Codice Etico è vincolante per i comportamenti di tutti i collaboratori di Enel, anche a tutte le imprese partecipate e ai principali fornitori del Gruppo è richiesta una condotta in linea con i principi generali in esso espressi. Nel corso del 2015, il processo di gestione delle segnalazioni è stato rivisitato per garantire maggior trasparenza, tracciabilità e uniformare i sistemi di valutazione a livello di gruppo assicurando tempi di analisi congrui. Il nuovo processo ha anche determinato una migliore analisi preliminare delle segnalazioni ricevute, pari a 124 nel corso dell'ultimo anno, di cui 32 sono state classificate come violazioni del codice etico. Per proseguire nel percorso di miglioramento delle analisi preliminari intrapreso, a partire da gennaio 2016, è possibile utilizzare un nuovo canale di comunicazione, via web, unico a livello di Gruppo, per segnalare ogni violazione o sospetto di violazione degli Enel Compliance Programs, applicati nei diversi Paesi in cui operano le società del Gruppo.

Altri indici

N.

		2015	2014	2015-2014
Violazioni accertate del Codice Etico	(1)	32	31	1 3,2%

(1) Nel corso del 2015 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2014, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2014 è stato riclassificato da 27 a 31.

Modello ex Decreto Legislativo. n. 231/01 – Modello 231

Il "Modello organizzativo e gestionale ex decreto legislativo n. 231/2001" (in merito al quale nel 2015 sono state avviate specifiche attività 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, di omicidio colposo e lesioni gravi o gravissime commessi con violazione delle norme sulla tutela della salute e sicurezza sul lavoro, nonché i reati ambientali. I principi 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 di Tolleranza Zero alla Corruzione integra le previsioni del Codice Etico e del Modello 231, assegnando precise responsabilità per il monitoraggio dei rischi di corruzione e per la corretta gestione di ogni caso sospetto. Il piano è stato adottato nel 2006 al fine di sostanziare l'adesione di Enel al Global Compact 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 delle 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.

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

	2015	2014
Ricavi	75.658	75.791
Proventi / (Oneri) netti da rischio commodity	168	(225)
Costi esterni	53.323	53.390
Valore aggiunto globale lordo continuing operations	22.503	22.176
Valore aggiunto lordo discontinued operations	-	-
Valore aggiunto globale lordo	22.503	22.176
distribuito a:		
Azionisti	1.316	1.222
Finanziatori	2.848	3.007
Dipendenti	5.314	4.864
Stato	3.369	654
Sistema impresa	9.656	12.429

Verso l'innovazione sostenibile

Enel considera da sempre l'innovazione come uno degli elementi chiave della propria strategia e della cultura d'impresa, necessario per l'applicazione di metodologie, modelli e tecnologie sempre all'avanguardia.

Nel 2015 il Gruppo Enel ha condotto attività di ricerca e innovazione con oltre 250 progetti, lungo l'intera catena del valore, dalla generazione convenzionale alle energie rinnovabili, dalle reti intelligenti all'efficienza energetica, dalla mobilità elettrica all'energy storage.

Per intercettare, sviluppare e valorizzare le migliori soluzioni disponibili, Enel applica un approccio di Open Innovation, sposando il principio che, per creare più valore e competere meglio sul mercato, non sia sufficiente basarsi solamente su idee e risorse interne ma sia necessario ricorrere anche al contributo di altre imprese, startup e università.

In Spagna è stato attivato il canale "Endesa 2244" dedicato alle aziende che vogliono proporre idee e progetti e sono state lanciate diverse attività sulla piattaforma "Endesa Energy Challenges".

Enel ha, inoltre, realizzato numerose nuove partnership con aziende leader e ha potenziato la sua esposizione verso le startup per sviluppare nuovi modelli di business e favorire lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie (1200 startup analizzate e 13 collaborazioni avviate).

Nell'ambito dei programmi di incubazione e accelerazione, mirati a supportare le startup a più alto potenziale, Enel coordina in Europa il progetto INCENSE, finanziato con 8 milioni di euro dalla Comunità Europea, e ha lanciato, in Sud America, il progetto "Energy Start".

Un altro dei capisaldi della strategia di Open Innovation è il coinvolgimento di tutti i dipendenti nel processo di innovazione: per questo viene rivolta grande attenzione allo sviluppo di strumenti atti a stimolare la creatività, facilitare la partecipazione, sviluppare le competenze di innovazione e imprenditorialità e per rafforzare la cultura di innovazione. Proprio a questi elementi di ispira il progetto Enel Idea Factory, che si propone di trasformare i luoghi di lavoro in laboratori di ideazione e di promuovere l'integrazione tra differenti unità aziendali e l'apertura all'esterno, sostenendo il dialogo tra più interlocutori, interni ed esterni all'azienda. Nella stessa logica, nel 2015 sono state inoltre lanciate iniziative di corporate entrepreneurship, come la Enel Innovation World Cup e il programma Inspire Empreendedores.

Energie Rinnovabili

Nel corso dell'anno, l'impegno del Gruppo in tema di innovazione si è concentrato su varie aree, tra cui il miglioramento delle performance tecnologiche, ambito in cui Enel Green Power è tradizionalmente presente e attraverso cui è intenzionata a potenziare l'accesso delle popolazioni all'energia elettrica, anche grazie alla compresenza di più tecnologie di generazione e all'impiego di sistemi di accumulo elettrochimico, al fine di realizzare impianti non collegati alla rete.

Enel è inoltre focalizzata sullo sviluppo delle energie rinnovabili in contesti urbani, attraverso l'utilizzo di impianti di dimensioni ridotte e di basso impatto visivo, quali generatori eolici all'avanguardia e sistemi solari termodinamici di piccola taglia, che meglio si integrano dal punto di vista architettonico.

Un ulteriore ambito di forte interesse è quello legato all'utilizzo di nuove risorse rinnovabili, ad oggi non sfruttate, con particolare focus sull'energia dal mare e sull'eolico d'alta quota.

Tra le varie startup con cui Enel ha avviato delle collaborazioni c'è I-Em, che opera nel settore delle energie rinnovabili e che, attraverso algoritmi di intelligenza artificiale, ha sviluppato un sofisticato software di previsione e controllo della produzione di impianti solari ed eolici e una soluzione per la manutenzione e il monitoraggio degli impianti da remoto.

Energy Storage

Il tema dell'accumulo di energia continua a rappresentare un fronte importante anche nel 2015.

Oltre a proseguire l'installazione di sistemi di accumulo su impianti eolici, Enel ha deciso di puntare sull'energy storage anche nell'ambito residenziale. Sono stati siglati accordi di partnership con società leader del settore, con l'obiettivo di sviluppare sistemi integrati di storage e fotovoltaico, testarli sul mercato e, successivamente, commercializzarli in paesi ad alto potenziale per questo business, partendo dal Sud Africa. I sistemi di accumulo residenziale consentono ai consumatori d'immagazzinare nella propria batteria l'energia autoprodotta, ad esempio attraverso impianti fotovoltaici, per utilizzarla successivamente per alimentare la propria abitazione nel caso in cui questa non sia connessa ad una rete elettrica o nel caso d'interruzione della fornitura di energia dalla rete.

Anche nell'ambito della generazione convenzionale, sono stati testati i vantaggi dell'integrazione di sistemi di accumulo d'energia, impiegando taglie più grandi. Un valido esempio recente in tal senso è rappresentato dall'installazione, presso l'isola di Ventotene, di una batteria a ioni di litio (300 kW/600 kWh), completamente integrata con il sistema di generazione a motori diesel esistente in loco, e corredato da un sistema di ottimizzazione e controllo appositamente realizzato.

Infrastrutture per la Mobilità Elettrica

La mobilità elettrica rappresenta sempre più un importante ambito di sviluppo, soprattutto per i numerosi benefici che comporta, come la riduzione delle emissioni di anidride carbonica, la diminuzione

dell'inquinamento acustico urbano e la possibilità di utilizzare i veicoli, attraverso le loro batterie, come sistemi di accumulo distribuiti.

Durante l'ultimo anno, Enel ha intensificato il proprio impegno nell'ambito della mobilità elettrica, sviluppando numerosi progetti, tra cui l'alleanza firmata con Nissan nel dicembre 2015, volta a sviluppare un nuovo business basato sulla tecnologia di ricarica Vehicle to Grid (V2G), sviluppata da Enel a partire dal 2011. Tale tecnologia consente ai proprietari di veicoli e consumatori di energia di utilizzare le auto come vere e proprie "centrali mobili" con cui accumulare e rimettere in rete l'energia non utilizzata. L'aggregazione dei carichi distribuiti consente di utilizzare le auto come mezzo per fornire servizi di bilanciamento alla rete, favorendo la penetrazione delle rinnovabili.

Anche in Spagna e Sud America sono stati condotti diversi progetti, tra cui "Zem2All (Zero Emissions Mobility to all)", che ha permesso l'introduzione di una flotta di 200 veicoli elettrici a Malaga e lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica necessarie, e il programma "Mobilità Elettrica a Santiago del Cile", per la realizzazione di infrastrutture di ricarica in collaborazione con le autorità pubbliche, volto a favorire la tecnologia elettrica e lo sviluppo di ambiziosi modelli di business nell'ambito del trasporto pubblico.

Servizi di rete

Enel è da sempre impegnata in numerose iniziative che hanno l'obiettivo di innovare i meccanismi di distribuzione dell'energia per portare continui miglioramenti al funzionamento delle reti.

Tra le attività più interessanti in questo campo c'è la collaborazione avviata con la startup Athonet Smartgrid, che ha sviluppato un sistema in grado di creare una rete dati privata ad alta velocità e bassa latenza. Tale tecnologia viene utilizzata da Enel per fornire copertura di telecomunicazione ad impianti situati in zone non servite da altri operatori e per gestire le comunicazioni mission critical (gestione dati riservati) ed è già applicata ad alcuni impianti di produzione, come il Federico II di Brindisi. Questa soluzione genera notevoli esternalità positive perché consente di servire non solo gli impianti Enel ma anche le aree limitrofe.

Inoltre il Gruppo, nel suo progetto di divenire operatore di rete virtuale di telecomunicazioni, ha scelto di utilizzare la tecnologia di Athonet Smartgrid, che renderà più competitiva – in termini di costi e performance – la comunicazione verso e tra milioni di macchine e sensori di Enel distribuiti sul territorio, e creerà una Industrial Internet of Things di nuova generazione.

Clienti

Enel, anche nel corso del 2015, ha confermato di essere un'azienda particolarmente attenta alla cura del cliente e alla qualità dei servizi: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente. Sono istituite, inoltre, iniziative e programmi per persone con disabilità per assicurare la comunicazione efficace di informazioni importanti per il cliente.

A dicembre 2015 è stata conseguita con il 100% di conformità su entrambi i mercati, elettrico e gas, la conferma della certificazione ISO 9001 nell'ambito dei processi di gestione della relazione con il cliente attraverso i canali Contact Center, Punti Enel e Web.

Nel 2015 sono state intraprese varie iniziative di comunicazione finalizzate a rendere più chiare al cliente le informazioni relative al mondo dell'energia, fra le quali spicca il piano di comunicazione dedicato ad accompagnare il cliente verso il lancio della nuova Bolletta 2.0, previsto per gennaio 2016. La nuova bolletta luce e gas di Enel presenterà, in un layout grafico aggiornato, dei contenuti razionalizzati e organizzati, un linguaggio più semplice e comunicazioni personalizzate per il cliente; sono inoltre presenti nuovi servizi attraverso la app di Enel Energia.

Durante l'anno sono state lanciate nuove offerte di energia elettrica e gas come ENERGIAX65 ed ENERGIA XOGGI, che utilizzano la sostenibilità come driver commerciale. Entrambe le offerte prevedono solo fornitura di energia "verde" e hanno un impatto sociale di grande rilevanza:

ENERGIAX65 è riservata ai clienti over 65 anni, a cui viene offerto un prezzo bloccato per tre anni e una polizza assicurativa Salute e Benessere gratuita per se stessi e per i loro familiari. Attivando invece ENERGIA XOGGI, Enel Energia, attraverso Enel Cuore, si impegna a donare 2 euro, per ogni sottoscrizione, per sostenere la didattica digitale nelle scuole primarie e dell'infanzia. E' inoltre proseguita la diffusione delle lampadine a tecnologia LED, vendute nel corso del 2015 in numero superiore alle 800.000 unità.

A dicembre 2015 il programma Enelpremia, dedicato ai clienti Enel, è stato completamente rinnovato in una veste ancora più sostenibile verso l'ambiente e la comunità: EnelPremia 3.0 è la nuova versione che premia comportamenti sostenibili, come il riciclo, la consapevolezza dei consumi energetici e l'impegno verso la comunità.

Il 2015 è stato, infine, l'anno di Expo Milano 2015, che ha visto l'azienda coinvolta in qualità di "Lighting Solutions Partner" contribuendo alla realizzazione della prima Smart City al mondo delle dimensioni assimilabili ad una città di circa 100.000 abitanti.

Per fornire la migliore assistenza e attenzione possibile ai propri clienti in Romania, Enel ha lanciato delle offerte di fornitura comprensive di pacchetti assicurativi e ha avviato un progetto pilota che mira a migliorare l'accesso all'elettricità per i gruppi vulnerabili residenti in aree disagiate di Bucarest.

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 2015 si sono concentrate sul miglioramento della qualità del servizio ai clienti (telefonico e online), sulla gestione dei reclami del mercato libero, sulla flessibilità nella fatturazione del servizio e sull'analisi delle modalità di consumo dei clienti. Si è continuato inoltre a rafforzare il portafoglio di prodotti e servizi a valore aggiunto e a sviluppare nuovi modelli di business e canali di vendita. Nel settore domestico, si sono sviluppate nuove soluzioni per promuovere l'efficienza energetica e gestire in maniera attiva i propri consumi.

Per quanto invece concerne l'area LATAM, infine, sono state avviate attività di rilievo per la promozione dell'efficienza energetica, ed in particolare, in Argentina si è proseguito con la commercializzazione di tecnologie per l'illuminazione e per il riscaldamento efficienti e, in Brasile, sono stati avviati dei progetti per promuovere l'educazione al consumo consapevole nelle zone disagiate in cui operano le società Ampla e Coelce. Più di 13.000 persone hanno usufruito delle iniziative per il miglioramento dell'efficienza energetica che ha portato ad una riduzione significativa dei consumi di circa il 18% per le due zone coinvolte.

Clienti per area geografica

N. medio

	2015	2014	2015-2014	
Energia elettrica:				
- Italia	27.072.083	27.207.897	(135.814)	-0,5%
- America Latina	15.074.266	14.633.393	440.873	3,0%
- Penisola Iberica	11.150.886	11.290.283	(139.397)	-1,2%
- Romania	2.691.849	2.670.892	20.957	0,8%
- Altri paesi	7.275	5.985	1.289	21,5%
Totale clienti energia elettrica	55.996.359	55.808.450	187.909	0,3%
Gas naturale:				
Italia	3.711.422	3.470.692	240.730	6,9%
Spagna	1.246.662	1.205.463	41.199	3,4%
Totale clienti gas naturale	4.958.084	4.676.155	281.929	6,0%

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.

Creare valore condiviso vuol dire conoscere gli stakeholders, dando voce e prestando ascolto a tutti, per promuovere un dialogo costante e costruttivo, conoscere i bisogni e le priorità di chi è presente sul territorio e confrontarle con le esigenze del nostro business minimizzando gli impatti.

Enel contribuisce concretamente allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori con diverse tipologie di interventi, dall'ampliamento delle infrastrutture i programmi di educazione e formazione, dalle iniziative volte all'inclusione sociale ai progetti di supporto alla vita culturale ed economica del luogo. Nel 2015 ha realizzato più di 600 progetti e iniziative nei diversi paesi in cui è presente.

I progetti e le iniziative sono identificate attraverso l'analisi di materialità e in linea con il piano di sostenibilità, che tiene conto di accurati benchmark sui peer e recepisce le macro-tendenze di sostenibilità, nonché adattandosi alle esigenze dei vari Paesi in cui il Gruppo opera, a seconda che siano Paesi a economia matura o emergenti. Enel per creare valore nelle sue aree di business si avvale del supporto di partner sul territorio, che portano idee innovative da trasformare in azioni concrete. Il dialogo con le comunità è al centro del modello di business e la presenza delle ONG sul territorio, con una conoscenza approfondita dei contesti locali, permette di guidare e implementare interventi innovativi e mirati alle necessità degli stakeholders concorrendo al processo di sviluppo locale. Le partnerships tra privati e Organizzazioni No Profit rappresentano dunque un importante volano per favorire lo sviluppo sociale ed economico delle comunità, generando valore condiviso e duraturo. Nel segno dell'Innovazione e decentralizzazione e del sostegno alle microimprese e allo sviluppo socio-economico sono state avviate numerose partnerships con NGO e operatori no profit in tutto il mondo.

Accesso all'energia

Attualmente oltre un miliardo 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, attraverso il programma "Enabling Electricity", ha 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. Progetti volti a:

- > abbattere le barriere economiche per accedere all'energia elettrica;
- > sviluppare tecnologie per l'accessibilità alle infrastrutture;
- > promuovere la formazione tecnica e capacity building;
- > promuovere l'efficienza energetica;
- > promuovere la consapevolezza energetica.

Nel 2015 sono stati realizzati 124 progetti di cui hanno beneficiato 1,5 milioni di persone, in linea con gli obiettivi definiti nel Piano di Sostenibilità.

Esempi di tali progetti sono:

- > **"Coscienza Ampla" in Brasile**, programma integrato per combattere la povertà energetica e volto a favorire l'inclusione sociale nelle favelas e nei quartieri ad alto rischio. Attraverso progetti di scambio rifiuti, tariffe sociali, sviluppo all'imprenditoria ed educazione è stato possibile recuperare fino al 70% dei furti di rete comuni nelle zone interessate;

- > “**Elettrificazione Plan Ralco**” in Cile, progetto di elettrificazione ibrida in una zona di difficile accesso e in cui la rete non arriva. Progetto pubblico privato. Integrato con un progetto per la raccolta di acqua potabile per la comunità di Allin Mapu (indigena);
- > “**Catedra Chilectra**” in Cile, programma che mira a rafforzare l'occupabilità degli studenti attraverso la specializzazione professionale in elettricisti presso Scuole medie e superiori tecniche. Cátedra Chilectra è un programma sviluppato dai dipendenti della società in qualità di relatori volontari;
- > “**PlayEnergy**”, progetto ludico-educativo gratuito che Enel sviluppa da diversi anni, con l'obiettivo di diffondere tra i giovani una cultura energetica responsabile, partendo dalla conoscenza per arrivare alla responsabilità nelle scelte.

Le nostre persone

Il personale del Gruppo Enel al 31 Dicembre 2015 è pari a 67.914 dipendenti, equamente impegnato nelle società con sede in Italia (49%) e con sede all'estero (51%).

Il saldo tra assunzioni e cessazioni alla fine dell'anno mostra segno negativo (circa -1.316 risorse). I movimenti sono allocati geograficamente con la seguente ripartizione: il 5% delle assunzioni sono state realizzate in Italia, mentre il restante 95% sono distribuite nei paesi esteri (prevalentemente in America Latina – inclusi i paesi di presenza di Enel Green Power). Le cessazioni, invece, per circa il 19% sono localizzate in Italia, mentre il restante 81% si è registrato all'estero.

Nel corso del 2015 il **modello organizzativo** di Enel è stato aggiornato al fine di supportare lo sviluppo globale e la gestione sostenibile del business, riscrivendo, ove necessario, ruoli e responsabilità, per ottimizzare le risorse ed efficientare i processi esistenti. Si è conclusa la separazione di Endesa, in Spagna, dalle società in America Latina e in quest'ultima regione è stato avviato il cambio societario; è continuato il piano di dimissioni che si è concluso con l'accordo di cessione degli asset slovacchi; è stato avviato il piano per riassorbire Enel Green Power all'interno del Gruppo Enel.

L'introduzione della nuova organizzazione è stata supportata da numerose iniziative formative globali di accompagnamento del cambiamento che hanno coinvolto sia popolazioni trasversali ai diversi livelli manageriali sia nuovi team globali delle funzioni Holding, delle Business lines e delle Service Functions. Queste iniziative hanno contribuito a stimolare la riflessione e ad identificare i nuovi valori di Enel (responsabilità, innovazione, proattività e fiducia) e i comportamenti che devono ispirare tutte le persone che lavorano in azienda, nell'ambito del concetto strategico di Open Power.

La formazione sulla salute e sicurezza ha un ruolo chiave per assicurare che il business porti i risultati nel rispetto delle persone e dei nuovi valori aziendali così come la formazione linguistica rappresenta un importante investimento a supporto dell'integrazione soprattutto nelle funzioni global. Una parte imprescindibile dell'offerta formativa è infine coperta dalla formazione tecnica e professionale, ulteriormente potenziata dalle opportunità derivanti dallo scambio di conoscenza e best practice emergenti nelle funzioni global.

Selezione, gestione e sviluppo delle persone

Nel corso del 2015 la nuova direzione strategica del Gruppo ha portato alla ridefinizione dei valori e dei comportamenti di riferimento per tutte le persone che lavorano in Enel, realizzata grazie al coinvolgimento di più di 8.000 persone, che hanno contribuito attraverso interviste, workshop, focus group e quick poll.

In coerenza con i nuovi valori (responsabilità, innovazione, proattività e fiducia), sono stati profondamente trasformati i processi relativi alle risorse umane, tramite la revisione dell'intero sistema di selezione, gestione e sviluppo delle persone.

La strategia di identificazione e valorizzazione dei talenti in azienda è stata rivista, riconducendola a servizio delle specifiche esigenze di business. Sono stati infatti disegnati e lanciati nuovi processi di

sviluppo, che si basano, da una parte, sulla messa in gioco sfidante in progetti e attività di business prioritarie e, dall'altra, sulle differenze individuali delle persone. Tra le diverse iniziative, nel 2015 è stato avviato un piano di mobilità internazionale mirato a favorire l'accrescimento delle competenze e l'integrazione attraverso il coinvolgimento delle risorse più giovani del Gruppo. Questo programma permette ai partecipanti di mettersi alla prova in contesti internazionali con responsabilità rilevanti di processo, così da velocizzare lo sviluppo delle competenze critiche e prepararsi a sfide future sempre più complesse attraverso un adeguato accompagnamento (ad esempio, programmi di tutoring). Sono stati inoltre definiti piani di sviluppo individuali per le persone con maggiore potenziale, utilizzando strumenti differenziati (mentoring, coaching, mobilità, formazione, etc.) a seconda delle specifiche esigenze di sviluppo.

Il processo di valutazione delle performance è stato gestito in continuità con gli anni precedenti, ma si è lavorato in parallelo per una profonda revisione dell'intero processo, per renderlo accessibile a tutti i livelli aziendali, più focalizzato sulla fase di feedback e in linea con i nuovi valori, i nuovi comportamenti e la nuova organizzazione.

Il processo e gli strumenti di selezione esterna sono stati rivisitati alla luce della profonda trasformazione in atto e diversificati sui profili target e prassi locali. Sono stati introdotti innovativi strumenti di selezione che consentono di verificare il cultural fit dei candidati e di valutare le loro competenze trasversali che, unitamente alle conoscenze tecniche, rivestono un'importanza strategica per le future sfide del business.

Nel corso del 2015, si è lavorato per consolidare partnership strategiche con il mondo accademico e con centri di eccellenza di particolare rilievo per il futuro del nostro business ed è stata ridefinita la politica di employer branding, per promuovere l'immagine di Enel in una business community globalmente riconosciuta, che fa leva su una nuova strategia digitale definita a livello di Gruppo.

In merito alla formazione, nel 2015 si conferma il ruolo centrale dell'offerta tecnico-specialistica, sia obbligatoria sia strutturata nelle Academy, insieme alla formazione sulla salute e sicurezza sul lavoro, in continuità con il forte investimento fatto su questo tema negli anni precedenti. Un particolare rilievo è stato dato alla formazione trasversale per accompagnare i rilevanti cambiamenti strategici ed evoluzioni organizzative e alla formazione linguistica a supporto dell'integrazione soprattutto nelle funzioni global, mentre le campagne formative trasversali sui temi etici e sulla sostenibilità nel 2015 sono state estese ai paesi del Latam e al perimetro EGP.

In particolare l'introduzione della nuova organizzazione basata sul modello matriciale e una profonda revisione delle strategie e politiche HR hanno fatto da cornice a numerose iniziative formative globali di accompagnamento del cambiamento che hanno coinvolto sia popolazioni trasversali ai diversi livelli manageriali sia nuovi team globali delle funzioni Holding, delle Business lines e delle Service Functions. Queste iniziative hanno contribuito a stimolare la riflessione e a delineare la nuova vision di Enel come Open Power. Un esempio è la realizzazione di un programma formativo in forma di "laboratorio generativo" dedicato ai nuovi assunti che intende sollecitare nei nuovi colleghi le competenze e le attitudini attese dalla nuova Enel.

Il progetto "Diversità e inclusione"

L'integrazione di diverse realtà nel Gruppo ha reso necessario un lavoro di analisi e valorizzazione del patrimonio culturale di differenze presenti.

E' proseguito il progetto di "Diversità e inclusione". A partire da gennaio 2015 sono stati avviati focus group dedicati, interviste al top management e una Survey focalizzata sui temi della diversity e dell'inclusione, attraverso la quale si sono raccolte anche informazioni sul clima aziendale, per monitorare la soddisfazione dei colleghi. E' 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).

I risultati complessivi hanno prodotto iniziative a livello locale nonché l'elaborazione di una policy specifica di Gruppo. La policy stabilisce, per ciascuna area indagata, una serie di azioni di effetto immediato, per intervenire tempestivamente sui problemi percepiti. Parallelamente ciascun Paese ha elaborato numerose iniziative a livello locale, per rispondere in maniera ancora più mirata ai bisogni emersi nei diversi contesti.

Relazioni Industriali

Enel rispetta la normativa del lavoro dei diversi Paesi e le Convenzioni dell'International Labor Organization (ILO) sui diritti dei lavoratori (libertà di associazione e contrattazione collettiva, consultazione, diritto di sciopero, etc.), 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 ad 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 principi 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 del 2015 si è intensificata l'attività di Informazione e Consultazione sia a livello di Comitato Aziendale Europeo che di Global Works Council in relazione alla nuova struttura organizzativa del Gruppo e agli incontri previsti con i Responsabili delle Global Business Lines. L'organizzazione di Expo 2015 e l'attività svolta da Enel sia nel padiglione aziendale che nella gestione della smart city dell'Esposizione ha consentito lo svolgimento dell'incontro plenario di luglio 2015 a Milano, contemporaneamente alla visita dei Padiglioni dei Paesi Enel. Nei vari incontri del Comitato Ristretto è stata anche definita l'attività formativa congiunta su temi economici e di sostenibilità, che si è svolta a novembre, in coincidenza con la seconda riunione CAE/GWC, ed ha registrato ampio gradimento fra i componenti degli organismi di rappresentanza dei lavoratori del Gruppo.

Salute e sicurezza sul lavoro

Enel considera la salute, la sicurezza e l'integrità psicofisica delle persone il bene più prezioso da tutelare in ogni momento della vita, al lavoro come a casa e nel tempo libero, e si impegna a sviluppare e promuovere una solida cultura della sicurezza ovunque nel mondo.

L'impegno costante di ognuno, l'integrazione della sicurezza nei processi e nella formazione, la segnalazione e l'analisi dei mancati infortuni, il rigore nella selezione e nella gestione delle ditte appaltatrici, i continui controlli sulla qualità, la condivisione delle esperienze nel Gruppo ed il confronto con i top players internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel.

Indici sulla safety

N.

	2015	2014	2015-2014	
Indice di frequenza infortuni Enel	1,27	1,32	(0,05)	-3,8%
Indice di gravità infortuni Enel	0,05	0,07	(0,02)	-33,4%
Infortuni gravi e mortali Enel:				
Infortuni gravi ⁽¹⁾	3	1	2	-
Infortuni mortali	4	3	1	33,3%
Totale	7	4	3	75,0%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici:				
Infortuni gravi ⁽¹⁾	24	22	2	9,1%
Infortuni mortali	9	16	(7)	-43,8%
Totale	33	38	(5)	-13,2%

(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, ad 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.

Andamento infortunistico

Nel 2015 i tassi di infortuni (LTIFR) e di assenza dal lavoro per infortuni (LDR) dei **dipendenti** del Gruppo Enel si sono attestati rispettivamente a 0,255 (riduzione del 3% rispetto al 2014) ed a 9,44 (riduzione del 33% rispetto al 2014). Quelli relativi ai dipendenti delle **ditte appaltatrici** si sono attestati rispettivamente a 0,302 (riduzione del 28% rispetto al 2014) ed a 10,89 (riduzione del 21% rispetto al 2014).

Nel 2015 si sono verificati 13 infortuni mortali nel Gruppo Enel (6 eventi in meno rispetto al 2014), di cui 4 dipendenti Enel e 9 dipendenti delle ditte appaltatrici Enel.

Nel 2015 è stata aggiornata la Policy "Classification, communication, analysis and reporting of incidents", che definisce ruoli e modalità affinché sia garantita la tempestiva comunicazione degli eventi incidentali ed assicurato il processo di analisi delle cause radice, la definizione dei piani di miglioramento ed il loro monitoraggio. La nuova versione della policy approfondisce anche le modalità di comunicazione e di analisi degli eventi, tipo Near Miss, che avrebbero avuto la potenzialità di causare danni severi.

In accordo alla suddetta Policy, tutti gli infortuni gravi e mortali occorsi a dipendenti Enel e a dipendenti delle imprese appaltatrici, e gli eventi non gravi considerati significativi sono stati investigati da un gruppo di esperti.

Le cause riscontrate alla base degli infortuni investigati sono da ricondursi innanzitutto a comportamenti umani non sicuri e poi a carenze nella pianificazione, gestione e supervisione del lavoro.

Le azioni di miglioramento scaturite dalle analisi vengono monitorate costantemente e seguite fino al loro completamento. Sono stati altresì adottati provvedimenti verso le imprese considerate inadempienti (risoluzione del contratto, sospensione dalla qualifica).

A scopo preventivo sono stati elaborati ed attuati piani di miglioramento di Paese, che hanno ridotto gli indici infortunistici in tutte le geografie rispetto al 2014.

Sicurezza nei processi di appalto

Enel segue puntualmente le proprie imprese, dalla fase di selezione fino all'esecuzione in campo. Per quanto riguarda il **sistema di Qualificazione** e selezione dei fornitori, nel 2015 il nuovo modello prevede una selezione più severa delle imprese sulla base delle performance H&S e, per i Gruppi Merceologici a maggiore rischio Safety, un approfondito audit pre-qualifica.

Nel corso del 2015 il sistema di **Vendor Rating** è stato integrato con un modello Globale che definisce l'impatto sull'indice di Vendor Rating a seguito di infortuni rilevanti occorsi a personale di imprese appaltatrici.

Nell'ottobre del 2015 è entrata in vigore la 5° edizione delle **Condizioni Generali di Contrattazione (GCC)** del Gruppo Enel. Le principali modifiche introdotte hanno riguardato l'aggiornamento della lista delle violazioni in materia di H&S e la loro classificazione in tre livelli di severità e l'integrazione nella parte generale delle **linee guida sul subappalto**. Le linee guida definiscono le condizioni a cui viene concessa l'autorizzazione al subappalto, i requisiti minimi di sicurezza che devono possedere i subappaltatori impiegati nell'esecuzione dei contratti di appalto con le Società del Gruppo Enel e gli obblighi di sicurezza che l'appaltatore e gli eventuali subappaltatori sono tenuti a rispettare.

In tutto il Gruppo nel 2015 sono stati organizzati i **Contractors Safety Day**, workshop dedicati agli appaltatori per condividere e promuovere le iniziative di miglioramento sui temi di salute e sicurezza. Accanto alle attività finalizzate ad incrementare la sensibilità del personale delle imprese verso le tematiche di sicurezza, è proseguita nel 2015 l'attività di ispezione e controllo in campo dei lavori affidati alle Imprese. Nel corso dell'anno in tutto il Gruppo sono stati effettuati oltre 350.000 controlli sulle imprese appaltatrici, con un aumento del 32% rispetto allo scorso anno.

Sicurezza delle comunità e dei terzi

Gli impianti Enel presenti sul territorio sono costruiti nel rispetto delle prescrizioni di legge e delle norme di buona tecnica e dotati di sistemi di gestione della salute e sicurezza con l'obiettivo di eliminare/ridurre al minimo i rischi sia per i lavoratori sia per le comunità. Impianti, macchine ed attrezzature di lavoro sono soggetti a controlli sistematici e periodiche attività di manutenzione per garantirne il regolare funzionamento, nel rispetto della normativa e secondo l'adozione dei migliori standard.

Sicurezza infrastrutturale ed innovazione tecnologica

Nel 2015 sono stati avviati nuovi progetti di innovazione sulla sicurezza:

- > **"Virtual Reality 3D Simulator for Health and Safety Training"** un progetto per applicare la realtà virtuale alla formazione Health&Safety, per sensibilizzare i colleghi verso comportamenti responsabili e sicuri imparando dagli errori. Il "simulatore 3D" è stato sviluppato da un team di lavoro che ha coinvolto strutture aziendali di Ricerca, H&S e ICT insieme alla Scuola Superiore Sant'Anna di Pisa;
- > **"Intrinsic Safety"** progetto incentrato sulla progettazione, analisi dei macchinari esistenti e delle nuove tecnologie per ridurre l'esposizione delle persone alle situazioni di rischio nei luoghi di lavoro e/o durante le attività lavorative. Il progetto è focalizzato sulla condivisione delle informazioni e sull'allineamento tra le unità H&S e di Ingegneria per definire, validare e rendere disponibile un metodo per identificare i rischi latenti che possono essere nascosti in un macchinario, sistema o equipaggiamento;
- > **"Virtual Check Point Contractors"** è un'applicazione di supporto per i controlli sulle maestranze e sui mezzi operativi delle ditte appaltatrici durante le ispezioni nelle aree operative. Attraverso badge identificativi forniti al personale delle ditte appaltatrici è possibile verificare se le persone presenti nelle unità operative sono effettivamente quelle comunicate dall'impresa e, in particolare, se hanno i profili corretti per effettuare le attività assegnate;

- > attività pilota negli impianti di produzione che prevedono l'utilizzo di **droni per le ispezioni** nelle ciminiere, nelle caldaie e nei canali, al fine di prevenire i rischi connessi all'accesso diretto dei lavoratori in tali luoghi;
- > implementazione in **Spagna** dell'applicazione **APP5RO** su smartphones e tablets , che richiede di documentare, tramite report fotografico, il corretto svolgimento dei singoli step delle attività di tipo elettrico, in accordo con le 5 Regole d'Oro di Enel (1. Sezionare completamente l'impianto; 2. Assicurarsi contro le richiuse e apporre i cartelli monitori; 3. Verificare l'assenza di tensione; 4. Eseguire la messa a terra e in cortocircuito; 5. Delimitare la zona di lavoro e provvedere alla protezione verso le parti attive adiacenti);
- > sperimentazione in **Spagna** di un particolare **sensore** posizionato sul casco di protezione, in grado di rilevare presenza di tensione (MT) prima dell'ingresso nella zona di pericolo e **sensori individuali portabili** in **America latina** con allarme sonoro in caso di rilevazione di tensione durante attività programmate fuori tensione.

Nel 2015 si è concluso il progetto "**New Hybrid Portable Ladder**" in Romania, che ha portato allo sviluppo di una nuova tecnologia per le scale, sia in termini tecnici sia di sicurezza (comfort e protezione elettrica): la nuova scala è la prima in Enel costruita con la parte superiore in vetroresina (isolata elettricamente) e due sezioni in alluminio, che ne riducono il peso da 55 a 32 kg. Inoltre, è stato sviluppato un sistema particolare di ancoraggio della scala al palo (indipendentemente dalla sezione circolare o quadrata) e del lavoratore alla scala. Sempre in Romania è stata sviluppata una metodologia di lavoro ad hoc per lavorare sui pali dove è installata la fibra ottica sotto le linee elettriche. 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, tra i quali la **black box** che consente di fornire assistenza e supporto al guidatore sia durante la guida sia in caso di emergenza.

Sviluppo della Cultura della Sicurezza: comunicazione e formazione

Dal 15 al 21 giugno 2015 si è svolta la 7° edizione della **International Health and Safety Week** che rappresenta per Enel un momento di riflessione globale sui temi della Salute e Sicurezza per tutti i lavoratori.

Diverse sono state inoltre le campagne di comunicazione sulla salute e sulla sicurezza realizzate nel corso dell'anno focalizzate su aree di particolare attenzione per l'azienda.

La campagna sulla sicurezza stradale "**Listentothesigns**", iniziata a settembre con il coinvolgimento in prima persona dell'Amministratore Delegato del Gruppo, ha promosso l'adozione di comportamenti sicuri alla guida.

Nel 2015 sono state erogate ai dipendenti Enel quasi 900.000 ore di formazione, informazione ed addestramento sulla sicurezza, con l'obiettivo di accrescere conoscenze e competenze specifiche dei lavoratori in tutto il Gruppo.

La Salute

Nel mese di ottobre 2015, in occasione dell'appello lanciato dall'Organizzazione Mondiale della Sanità sul tema della prevenzione del cancro al seno, è stata avviata una campagna di sensibilizzazione globale che ha visto incontri con medici specialisti per visite di controllo e colloqui organizzati con donne guarite dal cancro, la distribuzione di flyer informativi con consigli utili, screening gratuiti e video dimostrativi per l'autopalpazione al seno.

Sulla base delle emergenze sanitarie a livello mondiale, sono state lanciate campagne di informazione per cautelare i lavoratori che viaggiano in paesi a rischio.

Nell'ambito della "health culture", nel 2015 è stato realizzato il "People care global assessment", che sulla base di standard internazionali ha indagato lo stato di attuazione di programmi, progetti e policy nei paesi del gruppo su diverse tematiche, tra cui quelle della salute e del benessere organizzativo.

Nell'ambito del rafforzamento di una cultura aziendale attenta al tema del bilanciamento vita-lavoro, nel corso del 2015 è proseguita l'attuazione del Parental Program, un programma per la gestione ottimale della maternità, che in Italia ha inoltre ampliato l'offerta di centri ludico-educativi interni alle sedi aziendali con la finalità di supportare i dipendenti con figli, dai 3 ai 12 anni, nei periodi dell'anno che prevedono la chiusura delle scuole.

E' proseguito nel 2015 il corso "Mamme in equilibrio", rivolto alle colleghe rientrate dalla maternità, utile per facilitare la riflessione sulle modalità per conciliare vita privata e vita professionale.

Accanto alle iniziative Globali, anche a livello di Country sono state lanciate attività specifiche sulla salute.

Strategia climatica e ambiente

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

GW				
	2015	2014	2015-2014	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- Carbone	16.841	17.048	(207)	-1,2%
- Ciclo combinato (CCGT)	16.099	16.112	(13)	-0,1%
- Olio combustibile / gas	14.637	21.018	(6.381)	-30,4%
Totale	47.577	54.178	(6.601)	-12,2%
Potenza efficiente netta nucleare	5.132	5.132	-	-
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- Idroelettrico	29.046	29.653	(607)	-2,0%
- Eolico	6.653	5.774	879	15,2%
- Geotermoelettrico	833	833	-	-
- Biomasse e cogenerazione	99	100	(1)	-1,0%
- Altro	402	442	(40)	-9,0%
Totale	37.033	36.802	231	0,6%
Potenza efficiente netta complessiva	89.742	96.112	(6.370)	-6,6%

Potenza efficiente netta per area geografica

GW				
	2015	2014	2015-2014	
Italia	30.715	36.823	(6.108)	-16,6%
Penisola Iberica	22.912	23.549	(637)	-2,7%
America Latina	19.179	18.300	879	4,8%
Russia	8.944	9.107	(163)	-1,8%
Slovacchia	4.032	4.968	(936)	-18,8%
Nord America	2.506	2.083	423	20,3%
Romania	534	534	-	-
Belgio	406	406	-	-
Grecia	290	290	-	-
Bulgaria	42	42	-	-
India	172	-	172	100,0%
Sudafrica	10	10	-	-
Potenza efficiente netta complessiva	89.742	96.112	(6.370)	-6,6%

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

GWh	2015	2014	2015-2014	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- Carbone	85.677	81.991	3.686	4,5%
- Ciclo combinato (CCGT)	40.542	37.395	3.147	8,4%
- Olio combustibile / gas	28.682	29.654	(972)	-3,3%
Totale	154.901	149.040	5.861	3,9%
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare	39.837	39.182	655	1,7%
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- Idroelettrico	65.939	74.315	(8.376)	-11,3%
- Eolico	16.204	14.054	2.150	15,3%
- Geotermoelettrico	6.205	5.954	251	4,2%
- Biomasse e cogenerazione	241	166	75	45,2%
- Altro	685	390	295	75,6%
Totale	89.274	94.879	(5.605)	-5,9%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	284.012	283.101	911	0,3%

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

GWh	2015	2014	2015-2014	
Italia	68.519	71.824	(3.305)	-4,6%
Penisola Iberica	77.444	74.040	3.404	4,6%
America Latina	67.114	64.753	2.361	3,6%
Russia	42.090	42.376	(286)	-0,7%
Slovacchia	18.292	20.550	(2.258)	-11,0%
Nord America	7.368	6.674	694	10,4%
Romania	1.330	1.268	62	4,9%
Belgio	1.150	690	460	66,7%
Grecia	549	488	61	12,5%
Francia	-	347	(347)	-100,0%
Bulgaria	90	83	7	8,4%
Sudafrica	18	8	10	-
India	48	-	48	-
Energia elettrica netta prodotta complessiva	284.012	283.101	911	0,3%

Altri indici di generazione

	2015	2014	2015-2014	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	31,4	33,5	(2,1)	-6,3%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	45,5	47,4	(1,9)	-4,0%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO14001 (incidenza % sul totale)	97,6	94,3	3,3	3,5%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) ⁽¹⁾	38,1	37,8	0,3	0,8%
Emissioni specifiche di CO ₂ dalla produzione netta complessiva (gCO ₂ /kWh _{eq}) ⁽²⁾	409	395	14	3,5%
Prelievo specifico di acqua (l/GWh _{eq})	0,60	0,64	(0,04)	-6,3%

(1) Percentuali calcolate secondo la nuova metodologia che non considera gli impianti oil and gas entrati nel programma di dismissione 2015-2016 ed il calore.

(2) 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, produzione combinata di energia elettrica e calore (compreso il contributo del calore in MWh equivalenti).

Nel 2015 a Parigi si è tenuta la Ventunesima conferenza sul clima COP 21 all'interno della Convenzione Quadro per i Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite.

Obiettivo della conferenza è stato coinvolgere i paesi firmatari in uno sforzo congiunto per la riduzione delle emissioni clima alteranti sul lungo periodo.

L'Accordo raggiunto tra i paesi prevede, tra i vari punti, di mantenere l'aumento della temperatura entro i 2°C rispetto ai livelli pre-industriali con uno sforzo per rimanere al di sotto del 1,5°. Questo potrà verificarsi attraverso il raggiungimento del picco delle emissioni il prima possibile e l'ottenimento della carbon neutrality entro la seconda metà del secolo.

Enel, che in questa occasione si è fatta promotrice di numerose iniziative a sostegno dell'Accordo e che riconosce la centralità della lotta ai cambiamenti climatici tra le proprie responsabilità di grande azienda globale del settore energetico, ha avviato da anni interventi per ridurre le emissioni di gas serra in Europa e in tutti i Paesi nei quali opera, attuando una strategia di lungo termine mirata al raggiungimento della carbon neutrality entro il 2050, contribuendo al raggiungimento del 13° obiettivo ONU del Sustainable Development Goals SDGs attraverso l'adozione di azioni urgenti per combattere il cambiamento climatico e i suoi effetti.

Enel pertanto intende raggiungere l'obiettivo della decarbonizzazione nel medio-lungo termine attraverso uno sviluppo progressivo delle fonti rinnovabili nel mix di generazione.

Nel 2015 Enel, a seguito dei risultati positivi ottenuti negli anni passati in termini di riduzione dell'emissione di CO₂, ha ridefinito nel piano 2016 i propri obiettivi di medio termine al 2020 passando da una riduzione del 18% ad un obiettivo più sfidante del 25% rispetto a 2007 (diminuendo la soglia da un valore <380 CO₂ g/kWh a <350 CO₂ g/kWh).

Nel 2015 rispetto al 2014 si è registrato un incremento del 3,5% delle emissioni di CO₂. Questo temporaneo fenomeno è dovuto ad maggiore utilizzo del parco termoelettrico che ha dovuto compensare insieme con la produzione eolica la minore produzione idroelettrica a causa delle scarse precipitazioni verificatesi nel corso dell'anno.

Attualmente oltre il 45% della generazione Enel proviene da fonti a zero emissioni.

Nel 2015 Enel Green Power ha installato circa 870 MW di nuova capacità da fonte rinnovabile eolica, prevalentemente negli Stati Uniti, Messico, Brasile e nella nuova Country Uruguay, raggiungendo una capacità installata totale per le fonti rinnovabili di 37.033 MW che costituiscono il 41% della potenza complessiva del parco di generazione.

Si conferma così l'impegno del Gruppo verso lo sviluppo della generazione carbon-free, che proseguirà nei prossimi anni, come stabilito dal piano strategico, presentato lo scorso novembre, che prevede un progressivo innalzamento della percentuale al 52% nel 2019.

Da alcuni anni Enel è 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, vale a dire l'impatto in termini emissivi delle proprie attività (eventi, pubblicazioni, prodotti e servizi interni ed esterni). Tutte le iniziative sono associate al marchio "CO₂ NEUTRAL" registrato da Enel nel 2011.

Nel 2015 le emissioni specifiche di ossidi di azoto sono rimaste pressoché costanti, mentre le polveri e i consumi specifici di acqua sono diminuiti rispettivamente del 30% e del 6,3%, rispetto al 2014. Questi ultimi due risultati anticipano di cinque anni gli obiettivi finali fissati al 2020. Alla luce di tale positiva performance, Enel valuterà l'opportunità di ridefinire anche per questi indicatori un target di medio periodo.

Per quanto riguarda le emissioni specifiche di anidride solforosa, si è registrato nel 2015 un incremento del 10,4% dovuto prevalentemente agli impianti slovacchi.

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.

Ricordiamo, tra questi, la certificazione ISO 14001 che attualmente copre circa il 97,6% della potenza efficiente netta; percentuale in crescita rispetto al 2014 grazie alla nuova capacità installata del perimetro

di Enel Green Power e all'uscita degli impianti marginali prevalentemente dal perimetro italiano. Il restante 2,4% dipende dall'entrata nel programma delle dismissioni a medio-lungo termine di alcuni impianti nonché dalla nuova capacità installata in India e Uruguay nel 2015 i cui impianti entreranno nel programma di certificazione nel 2016.

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 di Enel e 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 principi 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 di questa risorsa è considerata un fattore critico negli scenari energetici futuri. Enel è tradizionalmente impegnata nella gestione efficiente 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 vulnerabili dal punto di vista della disponibilità delle acque;
- > individuazione dei siti di produzione "critici", ossia con approvvigionamento idrico da acque dolci;
- > realizzazione di modifiche di impianto o di processo tese 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.

In linea con l'obiettivo del 2020 di ridurre i consumi del 10%, nel 2015 il consumo complessivo di acqua è stato pari a 174 milioni di metri cubi, inferiore del 6% rispetto al 2014 a seguito di una maggiore operatività degli impianti termoelettrici con maggiore efficienza. Il consumo specifico del 2015 è stato pari a 0,60 l/kWh, inferiore del 6,3% rispetto al 2014. Questo risultato anticipa l'impegno di Enel di ridurre tali consumi del 10% al 2020 rispetto al 2010.

Tutela della biodiversità

La tutela della biodiversità è un obiettivo strategico della politica ambientale di Enel.

Il Gruppo promuove progetti nei diversi territori in cui è presente, allo scopo di contribuire alla salvaguardia degli ecosistemi, delle specie e dei relativi habitat.

I progetti comprendono una vasta gamma di interventi: monitoraggi, programmi e progetti di tutela specifici per particolari specie, studi e ricerche metodologiche, ripopolamenti e reimpianti, realizzazione di supporti infrastrutturali per favorire la presenza ed il movimento delle specie (es. nidi artificiali nelle linee di distribuzione).

Nel 2015 è stata definita una policy di Gruppo relativa alla biodiversità attraverso la quale sono stati definiti alcuni principi di riferimento da considerare nella selezione e realizzazione dei progetti, nei vari livelli della catena delle responsabilità.

Gestione dei fornitori

Enel nella conduzione degli affari e nella gestione dei rapporti con i propri fornitori si riferisce ai principi contenuti nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero contro la Corruzione, nel Modello Organizzativo 231 e nella Policy sui Diritti Umani.

Enel affida i contratti di appalto di lavori, servizi e forniture nel rispetto della legislazione vigente e dei principi 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.

Nel 2015, sono state identificate ed applicate nuove pratiche operative in tema di verifiche sui "Requisiti di Onorabilità" dei fornitori, finalizzate a consolidare il sistema di controllo esistente attraverso una più incisiva azione di contrasto alla corruzione, attraverso specifici criteri di analisi documentale, modalità operative di verifica e promozione di una diffusa cultura del rispetto delle regole e dell'etica.

Enel ha istituito un sistema di qualificazione dei fornitori che consente un'accurata valutazione delle imprese che intendano partecipare alle procedure di approvvigionamento. Tale sistema rappresenta una garanzia per Enel, poiché costituisce un elenco aggiornato di controparti con accertata affidabilità (legale, economico-finanziaria, tecnico-organizzativa, etica e di sicurezza) e consente ai fornitori, nel rispetto delle norme vigenti in materia, di essere interpellati nelle gare di approvvigionamento indette dalle società del Gruppo. Requisiti importanti nel processo di qualificazione dei fornitori 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 (certificazione OHSAS 18001). E' inoltre richiesta, per tutte le categorie merceologiche a impatto ambientale, l'attuazione di un sistema di gestione ambientale conforme alla ISO 14000.

Nel corso dell'anno 2015 è stato avviato il Progetto Sustainable Supply Chain, in collaborazione tra le aree Procurement e Sustainability, volto ad omogeneizzare in tutto il perimetro del Gruppo Enel i criteri di valutazione e selezione dei fornitori dal punto di vista dell'impatto ambientale, della safety, e del rispetto dei diritti umani.

Nei propri contratti di appalto di lavori, servizi, forniture Enel richiede ai suoi appaltatori e subappaltatori, attraverso l'applicazione delle Condizioni generali di Contratto di Gruppo, il rispetto e la protezione dei diritti umani riconosciuti a livello internazionale, nonché il rispetto degli obblighi etico – sociali in tema di: tutela del lavoro minorile e delle donne, parità di trattamento, divieto di discriminazione, libertà sindacale, di associazione e di rappresentanza, lavoro forzato, sicurezza e tutela ambientale, condizioni igienico sanitarie ed altresì condizioni normative, retributive, contributive, assicurative e fiscali.

Allo scopo di garantire il rispetto dei suddetti obblighi e verificarne costantemente lo stato di adempimento, Enel si riserva la facoltà di effettuare attività di controllo e di monitoraggio dei propri Appaltatori e di risolvere il contratto in caso di violazioni.

Infine, da gennaio 2015 è stato attivato un punto unico 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"). Tale sistema consente al fornitore di interagire in tempo reale con tutte le società del Gruppo Enel e di utilizzare tutti i servizi disponibili: 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 e il gas.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 47 al presente Bilancio consolidato.

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

Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto Economico	Patrimonio Netto	Conto Economico	Patrimonio Netto
	al 31.12.2015		al 31.12.2014	
Valori civilistici di Enel SpA	1.011	24.880	558	25.136
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	13.510	(69.180)	(3.211)	(82.169)
Patrimonio netto e risultato d'esercizio (determinati in base a principi 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	(9.287)	67.680	20.710	79.257
Riserva di traduzione	-	(1.956)		(1.321)
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(13)	9.281	(890)	9.294
Dividendi infragruppo	(2.737)	-	(15.715)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(288)	1.671	(935)	1.309
TOTALE GRUPPO	2.196	32.376	517	31.506
INTERESSENZE DI TERZI	1.176	19.375	255	19.639
BILANCIO CONSOLIDATO	3.372	51.751	772	51.145

Bilancio Consolidato

Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2015		2014	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.a	73.076	5.583	73.328	5.751
Altri ricavi e proventi	7.b	2.582	314	2.463	367
	<i>[Subtotale]</i>	75.658		75.791	
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	8.a	37.644	7.089	36.928	7.595
Costi per servizi e altri materiali	8.b	16.457	2.431	17.179	2.440
Costo del personale	8.c	5.313		4.864	
Ammortamenti e impairment	8.d	7.612		12.670	
Altri costi operativi	8.e	2.654	54	2.362	53
Costi per lavori interni capitalizzati	8.f	(1.539)		(1.524)	
	<i>[Subtotale]</i>	68.141		72.479	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	9	168	(24)	(225)	46
Risultato operativo		7.685		3.087	
Proventi finanziari da contratti derivati	10	2.455		2.078	
Altri proventi finanziari	11	1.563	15	1.248	23
Oneri finanziari da contratti derivati	10	1.505		916	
Altri oneri finanziari	11	4.969	29	5.540	28
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	52		(35)	
Risultato prima delle imposte		5.281		(78)	
Imposte	13	1.909		(850)	
Risultato delle continuing operations		3.372		772	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		3.372		772	
Quota di interessenza del Gruppo		2.196		517	
Quota di interessenza di terzi		1.176		255	
<i>Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	14	0,23		0,05	
<i>Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	14	0,23		0,05	
<i>Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	14	0,23		0,05	
<i>Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo</i>	14	0,23		0,05	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2015	2014
Risultato netto dell'esercizio		3.372	772
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico:			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		359	(347)
Quota di risultato rilevata a Patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		29	(13)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		25	(23)
Variazione della riserva di traduzione		(1.743)	(717)
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico:			
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici ai dipendenti		184	(307)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	32	(1.146)	(1.407)
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		2.226	(635)
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		2.191	(205)
- di terzi		35	(430)

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note		
ATTIVITA'		al 31.12.2015	al 31.12.2014
		<i>di cui con parti correlate</i>	<i>di cui con parti correlate</i>
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	15	73.307	73.089
Investimenti immobiliari	18	144	143
Attività immateriali	19	15.235	16.612
Avviamento	20	13.824	14.027
Attività per imposte anticipate	21	7.386	7.067
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	22	607	872
Derivati	23	2.343	1.335
Altre attività finanziarie non correnti	24	3.274	3.645
Altre attività non correnti	25	877	885
	<i>[Totale]</i>	116.997	117.675
Attività correnti			
Rimanenze	26	2.904	3.334
Crediti commerciali	27	12.797	12.022
			<i>937</i>
Crediti per imposte sul reddito		636	788
Derivati	23	5.073	5.500
Altre attività finanziarie correnti	28	2.381	3.984
			<i>2</i>
Altre attività correnti	29	2.898	3.465
			<i>135</i>
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		10.639	13.088
	<i>[Totale]</i>	37.328	42.181
Attività classificate come possedute per la vendita	30	6.854	6.778
TOTALE ATTIVITÀ		161.179	166.634

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		al 31.12.2015		al 31.12.2014	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		9.403		9.403	
Altre riserve		3.352		3.362	
Utili e perdite accumulati		19.621		18.741	
	<i>[Totale]</i>	32.376		31.506	
Interessenze di terzi		19.375		19.639	
Totale patrimonio netto	31	51.751		51.145	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	33	44.872		48.655	
Benefici ai dipendenti	34	2.284		3.687	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	35	5.192		4.051	
Passività per imposte differite	21	8.977		9.220	
Derivati	23	1.518		2.441	24
Altre passività non correnti	36	1.549	4	1.464	2
	<i>[Totale]</i>	64.392		69.518	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	33	2.155		3.252	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	33	5.733		5.125	
Fondi rischi e oneri quota corrente	35	1.630		1.187	
Debiti commerciali	37	11.775	2.911	13.419	3.159
Debiti per imposte sul reddito		585		253	
Derivati	23	5.509		5.441	
Altre passività finanziarie correnti	38	1.063		1.177	
Altre passività correnti	40	11.222	14	10.827	3
	<i>[Totale]</i>	39.672		40.681	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	31	5.364		5.290	
Totale passività		109.428		115.489	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		161.179		166.634	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 32)

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 di Cash flow hedge	Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita	Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni quote azionarie senza perdita di controllo	Riserva da acquisizioni su non controlling interest	Utili e perdite accumulati	Patrimonio netto del Gruppo	Patrimonio netto di terzi	Totale patrimonio netto
al 1° gennaio 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.084)	(1.592)	128	(58)	(528)	721	62	19.454	35.941	16.891	52.832
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.222)	(1.222)	(1.541)	(2.763)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.831)	(255)	-	(3.086)	5.385	2.299
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	6	21	-	3	59	(3)	-	(8)	78	(666)	(588)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)	(19)	(202)	-	-	517	(205)	(430)	(635)
di cui:															
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(243)	(235)	(23)	(19)	(202)	-	-	-	(722)	(685)	(1.407)
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	517	517	255	772
al 31 dicembre 2014	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.321)	(1.806)	105	(74)	(671)	(2.113)	(193)	18.741	31.506	19.639	51.145
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.316)	(1.316)	(767)	(2.083)
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	(3)	-	(5)	469	464
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(635)	465	25	20	120	-	-	2.196	2.191	35	2.226
di cui:															
- Utile/(Perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	(635)	465	25	20	120	-	-	-	(5)	(1.141)	(1.146)
- Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.196	2.196	1.176	3.372
al 31 dicembre 2015	9.403	5.292	1.881	2.262	(1.956)	(1.341)	130	(54)	(551)	(2.115)	(196)	19.621	32.376	19.375	51.751

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro		Note			
		2015		2014	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Risultato prima delle imposte		5.281		(78)	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment di attività immateriali	8.d	770		1.709	
Ammortamenti e impairment di attività materiali non correnti	8.d	6.002		10.212	
(Proventi)/Oneri finanziari	11	2.246		2.581	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	11	1.715	15	1.326	23
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	11	(4.326)	(29)	(4.043)	(28)
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		(412)		(610)	
Imposte pagate	13	(1.516)		(1.396)	
Accantonamenti ai fondi		1.448		911	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti)		856		1.285	
Variazioni del capitale circolante netto:		(2.492)		(1.839)	
- rimanenze	26	274		(102)	
- crediti commerciali	27	(2.329)	283	(1.283)	58
- debiti commerciali	37	(581)	(248)	1.311	(549)
- fondi	35	(1.243)		(1.773)	
- altre attività e passività		1.387	(6)	9	39
Cash flow da attività operativa (A)		9.572		10.058	
Investimenti in attività materiali non correnti	15	(7.000)		(6.021)	
Investimenti in attività immateriali	19	(762)		(680)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	5	(78)		(73)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	5	1.350		312	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		69		325	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(6.421)		(6.137)	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	33	1.474		4.582	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	33	(5.015)		(2.400)	
Operazioni relative a non controlling interest	32	456		1.977	
Oneri accessori alla cessione di quote azionarie senza perdita di controllo		-		(50)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	32	(2.297)		(2.573)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		(5.382)		1.536	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		(234)		(102)	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		(2.465)		5.355	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo ⁽¹⁾		13.255		7.900	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo ⁽²⁾		10.790		13.255	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (7.873 milioni di euro al 1° gennaio 2014), "Titoli a breve" pari a 140 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (17 milioni di euro al 1° gennaio 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 27 milioni di euro al 1° gennaio 2015 (10 milioni di euro al 1° gennaio 2014).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (13.088 milioni di euro al 31 dicembre 2014), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 31 dicembre 2015 (140 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (27 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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 2015 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 22 marzo 2016.

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 2015 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 IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed 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 dodici 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 dodici 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 operation e di quello delle discontinued operation 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 operation.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- > nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti, nonché i dividendi ricevuti dalle società in joint venture o collegate;

- > le attività di investimento/disinvestimento trovano riscontro negli investimenti in attività materiali e immateriali e nelle relative dismissioni, includono gli effetti delle business combinations in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società, nonché altri investimenti minori;
- > nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management, i dividendi pagati a terzi dalla Capogruppo o dalle società consolidate, nonché gli effetti di operazioni su interessenze di terzi che non modificano lo status di controllo delle società interessate;
- > si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Per i commenti ai flussi di cassa del rendiconto finanziario si rimanda alla nota ai "Flussi Finanziari" della relazione sulla gestione.

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, ad 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.

2. Principi 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 revisione interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui, invece, la stessa 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 principi 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 ed in base al fair value delle prestazioni di riferimento.

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e gas venduti nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e gas complessivamente immessi nella rete di distribuzione e quelli complessivamente fatturati nell'esercizio, calcolata tenuto conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

I ricavi per trasporto di energia elettrica sono rilevati quando i relativi servizi sono prestati ai clienti dei servizi di distribuzione, ancorché non fatturati, e si basano sui quantitativi effettivamente transitati lungo le relative reti di distribuzione, al netto delle perdite stimate. Laddove la specifica normativa locale lo preveda, tali ricavi sono, inoltre, adeguati per tener conto dei vincoli e delle tariffe obbligatorie stabiliti di volta in volta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il settore idrico, in Italia, ovvero da equivalenti organismi nazionali, all'estero. Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, la quale sancisce il diritto al corrispettivo per l'operatore, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, sulla base di una stima preconsuntiva degli investimenti realizzati nell'anno.

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 20.

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 subito 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.

I fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni nella stima dei fattori 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 ad un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, ad evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da venti anni fino ad un massimo di trenta 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 ed i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (articolo 25 del R.D. 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 principi 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 ad 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 2015 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 dell'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 e alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. 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.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento ad attività ed interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento della centrale o dell'impianto.

Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti ed al ripristino in bonis dei siti sui quali essi insistono ovvero ad obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata. La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile a cui le stesse vengono assoggettate.

Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attengono sia ad attività di smantellamento che allo 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 fronte delle diverse obbligazioni assunte.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto privo di rischio, al lordo delle imposte (risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato.

Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di stoccaggio, 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 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 nel commento ai principi 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 o 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 ed 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 cosiddetto business model adottato, per una più ampia descrizione del quale, si rimanda alle successive note 4 e 5, nonché a quanto riportato nella Relazione sulla Gestione con riferimento ai "Risultati per attività".

Le CGU identificate dal management e alle quali 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 principio contabile IFRS 10, 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 simili, 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 2015", 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.

Si segnala, infine, come, nella valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo non siano state riscontrate situazioni di controllo de facto.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, 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 controllo 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 deve 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 il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascò-Vandellòs II..

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 deve 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 ad un concessionario il diritto a prestare dei 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 regola 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 ad 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 Region 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

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 2015 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Se una società controllata utilizza principi contabili diversi da quelli adottati nel bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze simili, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo.

Le attività, le passività, i ricavi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi o esclusi dal 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 d'acquisizione. Le componenti di conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altre 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 principi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che la partecipazione ha subito una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile e il valore contabile della partecipazione stessa.

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 adeguare 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 ai 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 del 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 3R.

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 dodici 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 principi 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 (cosiddetto 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 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 cosiddetto 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 messa in funzione del bene 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 (cosiddetti 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 ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad 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 affluiranno al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti. I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore 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 ed 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 quanto riguarda l'Italia, le concessioni hanno una scadenza che si estende dal 2020 al 2040.

Nel contesto regolatorio italiano 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 ad 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. 29/85 e n. 46/99, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende 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 dei leasing operativi o dei 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 al 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, ad 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 immateriale non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le attività immateriali del Gruppo sono a vita utile definita ad 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 ad essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita è 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 dir. simili:	
- Generati internamente	-
- Acquisiti	2-60 anni
Altre attività immateriali:	
- Generati internamente	2-5 anni
- Acquisiti	

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 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. 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 attività.

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 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 una 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 riduzione di valore 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 originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Il valore recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita utile indefinita e quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una 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, ad 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 CO₂) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO₂, 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 ad 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 finanziarie 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 d'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 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), le attività finanziarie, 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, ad 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 ad 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 determinata 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 simili. 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 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 ad 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 d'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 ad 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, ad eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul hedge accounting, si prega di far riferimento alla nota 44 "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 cosiddetto “strumento ibrido”) che contiene un altro contratto non derivato (il cosiddetto 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 o opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

I contratti, che non rappresentano 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 stese 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 (ad 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 ad 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 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, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti ad 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.

Benefici ai 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 rilevate 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 ad 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 che 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 dodici 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 dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

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 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'inadempimento del contratto.

Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, ad 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 ad 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 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 ad un tasso d'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 sottoforma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo che il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sottoforma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditate 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 (cosiddetti 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 CO₂, il Gruppo applica il cosiddetto “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 operation

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 posseduti per la vendita sono presentati 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) classificati 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 continuing operation.

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 classifica più 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 operation.

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 operation al netto degli effetti fiscali, e
- > dalla 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 operation sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato continuing operation 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 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 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Settore Idrico e degli analoghi organismi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
- > i ricavi per trasporto di energia elettrica sono rilevati quando i relativi servizi sono prestati ai clienti dei servizi di distribuzione, ancorché non fatturati. Tali ricavi si basano sui quantitativi effettivamente transitati lungo le relative reti di distribuzione, al netto delle perdite stimate. Laddove la specifica normativa locale lo preveda, tali ricavi sono, inoltre, adeguati per tener conto dei vincoli e delle tariffe obbligatorie stabiliti di volta in volta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il settore idrico, in Italia, ovvero da equivalenti organismi nazionali, all'estero. In particolare, attraverso la definizione di vincoli e tariffe obbligatorie, ciascuna autorità riconosce all'operatore della distribuzione il costo sostenuto per gli investimenti realizzati sulla rete, la relativa remunerazione in base ad un tasso di ritorno del capitale ritenuto congruo e le tempistiche con le quali tali importi saranno finanziariamente riconosciuti in tariffa.

Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, la quale sancisce il diritto al corrispettivo per l'operatore, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente.

In tale ambito si identificano gli effetti della Delibera AEEGSI n. 654/2015 in materia di definizione dei criteri per il nuovo periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica che saranno in vigore per il ciclo regolatorio (2016-2023). Per maggiori dettagli sulle novità introdotte da tale delibera, si rinvia alla Relazione sulla Gestione.

- > 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 d'interesse e tasso di cambio;
- > proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso d'interesse;
- > proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'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 d'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, o ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile nett' 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 ad 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. Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2015

Il Gruppo ha adottato la seguente interpretazione e le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2015:

- > “IFRIC 21 – *Tributi*”; tratta la contabilizzazione di una passività relativa al pagamento di un tributo, che non rientra nell’ambito applicativo di altri principi (per esempio, le imposte sul reddito) e diverso da multe o sanzioni dovute per violazione di leggi, imposto dallo Stato o, in generale, da enti governativi, locali, nazionali o internazionali. In particolare, l’interpretazione dispone che la predetta passività debba essere rilevata in bilancio quando si verifica il fatto vincolante che genera l’obbligazione al pagamento del tributo, così come definito dalla legislazione. Qualora il fatto vincolante si verifichi lungo un determinato arco temporale (per esempio, la generazione di ricavi in un determinato periodo di tempo), la passività deve essere rilevata progressivamente. Se l’obbligazione a pagare un tributo scaturisce dal raggiungimento di una soglia minima (per esempio, il raggiungimento di un ammontare minimo di ricavi generati), la corrispondente passività è rilevata nel momento in cui tale soglia è raggiunta. L’applicazione dell’IFRIC 21 non ha comportato, su base annuale, la rideterminazione dei dati comparativi, mentre in corso d’anno ha comportato alcune modifiche al conto economico intermedio.
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011 – 2013”; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - “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 IFRS 9 anche se non soddisfano i requisiti previsti dallo IAS 32 per essere classificati come attività o passività finanziarie.
 - “IAS 40 – *Investimenti immobiliari*”; 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

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l’elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2015:

- > “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. Qualora l'obiettivo del business model sia quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, le attività finanziarie sono valutate al costo ammortizzato; se l'obiettivo è invece incassare i flussi di cassa contrattuali e quelli di vendita, sono valutate al fair value through other comprehensive income (FVTOCI), che consente di riflettere a conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e ad 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. 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. Il principio introduce invece 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 ad OCI anziché a conto economico. È consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Infine, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses" adottando un unico approccio per tutte le attività finanziarie che prevede:

- a) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse ad ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
- b) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
- c) il miglioramento delle disclosures sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, consentendo alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eleggibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer components e alle esposizioni aggregate (per esempio, 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 retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

I potenziali impatti della futura applicazione di tale principio sono ancora in fase di valutazione; a tal proposito, si segnala come il Gruppo abbia immediatamente avviato degli specifici gruppi di lavoro dedicati a tale 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 principi adottati (es.: principi 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 principi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti principi contabili. Lo standard sarà applicabile retrospettivamente, 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, sostituirà “IAS 11 – Lavori su ordinazione”, “IAS 18 – Ricavi”, “IFRIC 13 – Programmi di fidelizzazione della clientela”, “IFRIC 15 – Accordi per la costruzione di immobili”, “IFRIC 18 – Cessioni di attività da parte della clientela”, “SIC 31 Ricavi – Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari” e si applicherà a tutti i contratti con i clienti, ad eccezione di alcune esclusioni (ad esempio, contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari, ecc.). Il nuovo principio introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi basato sul principio che i ricavi vadano rilevati in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Questo principio fondamentale verrà applicato utilizzando un modello costituito da 5 fasi fondamentali: identificare il contratto con il cliente; identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate; determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere; allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo autonomo di vendita di ciascun bene o servizio separabile; rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio.

L'IFRS 15 richiede inoltre di fornire un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti.

Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018, o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni; a tal proposito, si segnala come il Gruppo abbia immediatamente avviato degli specifici gruppi di lavoro dedicati a tale valutazione..

- > “IFRS 16 – *Leases*”, emesso a gennaio 2016, sostituisce il precedente standard sui leasing, lo IAS 17 e le relative interpretazioni, individua i criteri per la rilevazione, la misurazione e la presentazione nonché l'informativa da fornire con riferimento ai contratti di leasing per entrambe le parti, il locatore ed il locatario. Sebbene l'IFRS 16, non modifichi la definizione di contratto di leasing fornita dallo IAS 17, la principale novità è rappresentata dall'introduzione del concetto di controllo all'interno della definizione. In particolare, per determinare se un contratto rappresenta o meno un leasing, l'IFRS 16 richiede di verificare se il locatario abbia o meno il diritto di controllare l'utilizzo di una determinata attività per un determinato periodo di tempo. L'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing quali operativi o finanziari, come richiesto dallo IAS 17, introducendo un unico metodo di rilevazione contabile per i tutti i contratti di leasing. Sulla base di tale nuovo modello, il locatario deve rilevare:
 - a) nello stato patrimoniale, le attività e le passività per tutti i contratti di leasing che abbiano una durata superiore ai 12 mesi, a meno che l'attività sottostante abbia un modico valore; e
 - b) a conto economico, gli ammortamenti delle attività relative ai leasing separatamente dagli interessi relativi alle connesse passività.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 replica, sostanzialmente, i requisiti di rilevazione contabili previsti dallo IAS 17. Pertanto, il locatore dovrà continuare a classificare e a rilevare, diversamente, i leasing in bilancio a seconda della loro natura (operativa o finanziaria). Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.

- > “Modifiche allo IAS 1: *Iniziativa di informativa*”, 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. E' 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 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 7: *Disclosure Initiative*”, emesso a gennaio 2016. Le modifiche si applicano alle passività e alle attività derivanti dall'attività di finanziamento, definite come quelle passività e attività i cui flussi di cassa sono stati o saranno classificati nel rendiconto finanziario nel “cash flow da attività di finanziamento”. Le modifiche richiedono una *disclosure* delle variazioni di tali passività/attività distinguendo le variazioni monetarie da quelle non monetarie (i.e. variazioni derivanti dall'ottenimento o dalla perdita del controllo in società controllate o in altri business, l'effetto della variazione dei tassi di cambio e le variazioni di fair value). Lo IASB suggerisce di fornire tale informativa in una tabella di riconciliazione tra i saldi di inizio periodo e quelli di fine periodo di tali passività/attività. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > “Amendments to IAS 12- *Recognition of deferred tax assets for unrealised losses*”, emesso a gennaio 2016, forniscono chiarimenti sulle modalità di rilevazione delle imposte anticipate relative a strumenti di debito valutati al fair value. Più direttamente, le modifiche chiariscono i requisiti per la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento a perdite non realizzate, al fine di eliminare le diversità nella prassi contabile. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. E' consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.
- > “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 per il Gruppo dal 1° gennaio 2016. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione delle nuove disposizioni.
- > “Modifiche allo IAS 27 – *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*” 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 relative alle cosiddette 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 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.

- > “Modifiche all'IFRS 11 – *Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze 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 ad eccezione di quei principi 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 (ad 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.
- > “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 – *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*”, 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 (cosiddetto 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 immateriali sono altamente correlati.Le modifiche saranno applicabili prospetticamente 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.
- > “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 41 – *Piante fruttifere*”, emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di “piante fruttifere” (cosiddette bearer plants), quali ad 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. I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali ad esempio la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello IAS 41 *Agricoltura*. Le modifiche saranno applicabili 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 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 ad una joint venture o ad 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 rilevata 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. L'EFRAG ha raccomandato la Commissione Europea di posticipare il processo di omologazione delle modifiche in oggetto finché non sarà completato il progetto dello IASB sull'eliminazione degli utili e delle perdite derivanti dalle transazioni tra una società e le sue collegate o joint venture.

- > "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) predisporre 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, 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 derivati dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010 – 2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, applicabili al Gruppo dal 1° gennaio 2016, e che si ritiene non avranno impatti significativi. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "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 del Gruppo 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" ed 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 ad 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" ed 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, inoltre, le Basis for Conclusion del principio "IFRS 13 – Valutazione del fair value" per chiarire che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso d'interesse da applicare all'importo in fattura possano essere ancora valutati senza attualizzazione, se l'effetto di tale attualizzazione non è materiale.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012 – 2014", emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "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 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 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 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 (ad 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.

4. Rideterminazione dei dati comparativi

I principi contabili di nuova applicazione o politiche contabili di nuova adozione non hanno prodotto la rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2014.

In particolare, per effetto dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2015 e con effetto retrospettivo, del nuovo principio "IFRIC 21 – Tributi", secondo il quale l'imposta va rilevata quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo (così come definito dalla legislazione), alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscontate lungo lo stesso. Tale impostazione ha comportato semplicemente una redistribuzione di detti oneri tra i vari periodi intermedi, mentre non determina alcun effetto di rideterminazione sui saldi economici e patrimoniali comparativi, giacché gli stessi si riferiscono all'intero esercizio e alla data del 31 dicembre 2014.

Inoltre, per quanto riguarda lo schema del rendiconto finanziario consolidato, con riferimento alla struttura del "cash flow da attività operativa" il quale ha mantenuto inalterato il valore complessivo, le voci che compongono i flussi di capitale circolante rivenienti dall'attività operativa sono state maggiormente dettagliate e ciò ha, pertanto, comportato la corrispondente riclassificazione di talune voci riferite all'esercizio 2014 ai fini di una miglior comparabilità dei dati.

Infine, si segnala che, a partire dall'esercizio 2015, può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui adozione era stata annunciata in data 31 luglio 2014, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo, basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas) e Regioni/Paesi (Italia, Penisola Iberica, America Latina e Europa dell'Est), ha rappresentato nel 2015 la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere ad una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 – Settori Operativi", di cui alla successiva Nota 5, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

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:

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, 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, a partire da tale data, 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 già deteneva una percentuale del 49%; pertanto, a seguito dell'ottenimento del controllo, 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, progettazione, costruzione e 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 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 e 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 ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in La Geo, 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 per effetto delle seguenti operazioni:

- > 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 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 Perú;
- > cessione, in data 23 ottobre 2014, da Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società interamente controllata) delle quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di Enersis) e del 20,30% 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%;
- > cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa, attraverso offerta pubblica di vendita.

2015

- > acquisizione in data 6 marzo 2015, della quota non detenuta precedentemente dal Gruppo, pari al 66,7%, di 3Sun, società operante nel fotovoltaico; mediante tale acquisizione il Gruppo ha ottenuto il controllo della società che pertanto viene ora consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 24 settembre 2015, attraverso la controllata EGP di una quota di controllo, pari al 68%, nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India;
- > acquisizione nel mese di settembre 2015 del residuo 60% del portafoglio di propria pertinenza del Gruppo ENEOP, identificato attraverso un accordo di "Split" con gli altri soci partecipanti all'investimento e la cui acquisizione è stata regolata attraverso la contestuale cessione del 40% che EGP deteneva negli altri due portafogli, trasferiti in favore degli altri soci dello stesso Consorzio.
- > cessione, in data 26 novembre 2015, del Gruppo ENEOP e delle altre società portoghesi partecipate da EGP;
- > consolidamento integrale, a seguito di modifiche intervenute nei patti parasociali nel mese di dicembre 2015, di Osage Wind, società detenuta al 50% da EGP North America e precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione di una quota di controllo pari al 78,6% del capitale sociale di Erdwärme Oberland, società operante nella geotermia in Germania;
- > conferimento, effettuato in data 31 dicembre 2015, ad una joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto (Ultror) detenuta al 50% con il fondo F2i, di Altomonte, EGP San Gillio e EGP Strambino Solar, società precedentemente interamente controllate.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno determinato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate:

- > cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > cessione, in data 31 marzo 2015, del 49% di EGPNA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti; avendo mantenuto il controllo sulla società, l'operazione si configura come una operazione su non controlling interest;
- > cessione, in data 15 aprile 2015, di SE Hydropower, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > acquisizione, in data 8 aprile 2015, del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%.

Allocazione definitiva del costo di acquisizione di 3Sun

In data 6 marzo 2015, Enel Green Power ha completato l'acquisto da STM e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun così come stabilito nell'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014.

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'IFRS3R, tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte di attività nette già possedute sono state rilevate nel conto economico del periodo.

Completato il processo di Purchase Price Allocation, nella seguente tabella sono esposti i fair value definitivi delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione:

Milioni di euro	Valori definitivi alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	122
Attività immateriali	7
Crediti per imposte anticipate	84
Altre attività correnti e non correnti	93
Totale attività	306
Patrimonio netto di Gruppo	115
Indebitamento finanziario	140
Debiti commerciali	25
Passività per imposte differite e altre passività	26
Totale patrimonio netto e passività	306

Come illustrato nelle seguente tabella, l'operazione ha determinato la rilevazione di un negative goodwill pari a 76 milioni di euro, mentre non ha avuto alcun impatto sulla cassa.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione	-
Attività nette dell'acquisita dopo l'allocazione definitiva	115
Valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	(1)
Rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	40
Negative goodwill	76

Allocazione definitiva del costo di acquisizione di alcune società in Sudafrica

Nel corso del 2015 il Gruppo, attraverso la sua controllata Enel Green Power, nella quarta fase della gara del REIPPPP (Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme) si è aggiudicato contratti per l'avvio di nuovi progetti eolici in Sud Africa per una capacità installata complessiva pari a 705 MW.

Tale evento ha comportato l'acquisizione di alcuni progetti, rappresentativi di business, ed è stato trattato in conformità con le disposizioni dell'IFRS3 Revised.

Il corrispettivo di ciascuna di tali operazioni prevede una componente fissa e una variabile in dipendenza dell'aggiudicazione della gara. Nel corso dell'esercizio 2015 si è pertanto proceduto all'identificazione dei fair value definitivi delle attività e passività acquisite, nonché delle passività potenziali assunte.

Le principali rettifiche sono essenzialmente riconducibili all'adeguamento di valore, al netto degli effetti fiscali, di alcune attività immateriali.

Il processo di allocazione del costo complessivo dell'operazione ha comportato l'iscrizione finale di un negative goodwill pari a 12 milioni di euro.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attività immateriali	-	76	76
Altre attività	-	-	-
Totale attività	-	76	76
Passività per imposte differite	-	21	21
Totale passività	-	21	21
Totale attività nette dell'acquisita	-	55	55

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione	43
Attività nette dell'acquisita dopo l'allocazione definitiva	55
Negative goodwill	(12)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti pagati	6
Effetto cassa	(6)

Cessione della quota di interessenza in EGPNA Renewable Energy Partners

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, il Gruppo ha sottoscritto un accordo per la vendita di una quota del 49% di una newco, EGPNA Renewable Energy Partners, nella quale sono andate a confluire alcune società operanti principalmente nel settore eolico ed idroelettrico.

Il Gruppo continua a possedere indirettamente il 51% della società, consolidata integralmente, e continua ad essere responsabile della gestione degli asset della controllata, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

La cessione ha previsto un corrispettivo complessivo di 458 milioni di euro (interamente incassati) che, al netto degli oneri accessori (pari a 8 milioni di euro), determina un valore dell'operazione pari a 450 milioni di euro anche tenuto conto del valore attribuito ad alcuni progetti assoggettati a condizioni sospensive che alla data del presente bilancio non si sono ancora interamente realizzate.

Il risultato economico dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta ai terzi, è pari a 14 milioni di euro ed è stato allocato in apposita riserva di patrimonio netto per operazioni su non-controlling interest, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	450
Attività nette cedute	436
Riserva per operazioni su non controlling interest	14
- di cui quota attribuibile al Gruppo Enel	10
- di cui quota attribuibile alle interessenze di terzi	4

(1) Al netto dei costi di transazione.

Acquisizione del 68% di BLP Energy

In data 24 settembre 2015 il Gruppo, attraverso EGP, ha acquisito una quota di controllo pari al 68% nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India, che detiene impianti eolici per una capacità installata complessiva di 172 MW e una produzione totale annua di circa 340 GWh. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3R.

Il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, non è ancora definitivo e verrà completato entro i dodici mesi successivi alla data dell'acquisizione.

La quota di interessenza di terzi nella società è stata determinata in proporzione alla quota di partecipazione di minoranza nelle attività nette identificabili dell'acquisita.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	76	16	92
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15	-	15
Avviamento	3	-	3
Altre attività correnti e non correnti	4	-	4
Totale attività	98	16	114
Debiti finanziari	62	-	62
Passività per imposte differite	-	5	5
Altre passività correnti e non correnti	3	2	5
Totale passività	65	7	72
Patrimonio netto di terzi	10	3	13
Totale attività nette acquisite	23	6	29

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione	29
Attività nette acquisite dopo l'allocazione provvisoria	29
Avviamento	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	15
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti pagati	29
Effetto cassa	(14)

Riattribuzione ai soci del Consorzio ENEOP dei relativi asset

Nel corso del 2015, Enel Green Power ("EGP") attraverso le sue controllate spagnole e portoghesi, ha avviato un processo di separazione degli attivi del consorzio ENEOP, nel quale deteneva una quota pari al 40%. Nel mese di settembre 2015, EGP ha siglato un accordo con gli altri soci mediante il quale ciascuna parte ha acquisito il controllo sul portafoglio di propria competenza già identificato secondo le norme previste dallo "split agreement" attraverso l'acquisizione dell'interessenza residua detenuta in tale portafoglio dalle altre parti ed in cambio dell'interessenza detenuta negli altri portafogli dalla società. In particolare, il portafoglio di asset assegnato a EGP ha una capacità installata netta pari a circa 445 MW. EGP España ha, quindi, acquisito dagli altri soci l'ulteriore quota del 60% relativa al proprio portafoglio (per un fair value pari a 96 milioni di euro), con conseguente ottenimento del controllo mediante step-acquisition, a fronte della cessione dell'interessenza del 40% detenuta negli asset destinati ai portafogli degli altri due consorziati (per un fair value pari a circa 80 milioni di euro) ed una compensazione determinata al fine di riequilibrare i pesi dei diversi portafogli.

Nella tabella seguente sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del portafoglio acquisito.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche Fair Value e compensazione tra i portafogli ⁽¹⁾	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	442	-	442
Immobilizzazioni immateriali	18	-	18
Avviamento	25	15	40
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	128	-	128
Altre attività correnti e non correnti	34	41	75
Totale attività	647	56	703
Finanziamenti	518	(28)	490
Altre Passività correnti e non correnti	52	-	52
Totale passività	570	(28)	542
Totale attività nette	77	84	161
Totale attività nette acquisite (60%)	47	49	96

(1) Determinata al fine di rendere equilibrato lo scambio tra i partecipanti al Consorzio.

Tale operazione ha comportato, al netto degli oneri accessori, un effetto a conto economico complessivamente pari a circa 29 milioni di euro, conseguenti alla rimisurazione al fair value (in accordo con l'IFRS 3R) della partecipazione precedentemente detenuta.

Milioni di euro

Corrispettivo dell'operazione (incluso cash compensation)	96
Attività nette dell'acquisita dopo l'allocazione provvisoria	161
Valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	36
Rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	29
Avviamento	-

Si segnala, infine, che la conclusione dell'operazione di scissione di ENEOP soddisfaceva la condizione sospensiva per il perfezionamento dell'accordo firmato nel mese di settembre 2015 con First State Wind Energy Investments per la vendita di tutti gli asset rinnovabili in Portogallo) che si è perfezionata nel novembre 2015 come commentato nel paragrafo successivo.

Cessione del 100% di Finerge Gestão de Projectos Energéticos

In data 26 novembre 2015, il Gruppo Enel Green Power attraverso la sua controllata Enel Green Power España ha concluso la vendita dell'intera partecipazione nel capitale sociale di Finerge Gestão de Projectos Energéticos alla società portoghese First State Wind Energy Investments per un corrispettivo totale di 900 milioni di euro. L'operazione è stata perfezionata a seguito della conclusione della scissione di ENEOP ed ha determinato una plusvalenza, inclusiva degli effetti del consolidamento di ENEOP al netto degli oneri accessori, pari a circa 29 milioni di euro.

Creazione di una joint venture paritetica nel settore fotovoltaico in Italia

Nel corso del quarto trimestre 2015, il Gruppo EGP ha conferito una quota parte dei propri asset solari detenuti in Italia in una nuova joint venture paritetica con F2i Energie Rinnovabili S.r.l., per effetto dell'accordo siglato in data 16 ottobre 2015 e con efficacia a partire dal 31 dicembre 2015.

Tale operazione, che ha comportato la perdita del controllo sui suddetti asset, presenta un fair value pari a 111 milioni di euro (si rimanda alla nota 22) e ha generato un effetto a Conto economico complessivamente pari a 11 milioni di euro, comprensivi della rimisurazione al fair value (in accordo con l'IFRS 10) delle interessenze precedentemente detenute e conferite nella nuova joint venture.

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.

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 2015 e del 2014

Risultati 2015 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	38.155	19.644	10.599	4.488	2.747	25	75.658
Ricavi intersettoriali	1.489	461	28	343	264	(2.585)	-
Totale ricavi	39.644	20.105	10.627	4.831	3.011	(2.560)	75.658
Totale costi	33.747	17.002	7.456	3.506	1.160	(2.342)	60.529
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	201	8	(4)	(17)	(25)	5	168
Ammortamenti	1.479	1.526	876	283	689	34	4.887
Impairment	583	409	69	1.539	259	119	2.978
Ripristini di valore	31	(221)	(19)	(15)	(1)	(28)	(253)
Risultato operativo	4.005	1.397	2.241	(499)	879	(338)	7.685
Investimenti	1.562 ⁽²⁾	985	1.819	229 ⁽³⁾	2.466	52	7.113

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

(3) Il dato non include 648 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2014 restated^{(1) (2)}

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	37.679	20.766	9.645	4.928	2.662	111	75.791
Ricavi intersettoriali	710	186	3	371	259	(1.529)	-
Totale ricavi	38.389	20.952	9.648	5.299	2.921	(1.418)	75.791
Totale costi	31.861	17.638	6.553	4.088	1.059	(1.390)	59.809
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(185)	(111)	(3)	(1)	76	(1)	(225)
Ammortamenti	1.678	1.632	885	383	589	37	5.204
Impairment	2.748	556	658	3.540	228	3	7.733
Ripristini di valore	(1)	(225)	-	(37)	(3)	(1)	(267)
Risultato operativo	1.918	1.240	1.549	(2.676)	1.124	(68)	3.087
Investimenti	1.460	993	1.609	936	1.658	45	6.701

(3) 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.

(4) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2015

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.441	23.294	11.589	5.767	13.894	66	77.051
Attività immateriali	1.075	14.844	10.197	904	1.994	52	29.066
Crediti commerciali	8.655	2.228	1.777	366	451	(621)	12.856
Altro	3.513	1.445	465	567	476	(389)	6.077
Attività Operative	35.684	41.811	24.028	7.604 ⁽¹⁾	16.815	(892)	125.050
Debiti commerciali	6.928	2.060	1.817	783	1.270	(805)	12.053
Fondi diversi	3.445	3.804	817	2.130	282	581	11.059
Altro	6.852	2.824	1.174	1.312	437	(718)	11.881
Passività Operative	17.225	8.688	3.808	4.225 ⁽²⁾	1.989	(942)	34.993

(1) Di cui 4.231 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2.331 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2014 restated⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.518	23.865	11.950	6.702	11.765	171	76.971
Attività immateriali	1.237	14.817	11.572	912	2.248	76	30.862
Crediti commerciali	7.832	2.185	1.656	409	440	(420)	12.102
Altro	3.963	1.488	798	501	599	(350)	6.999
Attività Operative	35.550 ⁽²⁾	42.355 ⁽⁴⁾	25.976 ⁽⁵⁾	8.524 ⁽⁶⁾	15.052	(523)	126.934
Debiti commerciali	8.248	2.132	2.184	747	892	(493)	13.710
Fondi diversi	3.362	3.979	765	2.572	193	469	11.340
Altro	6.054	2.852	1.317	1.304	560	(576)	11.511
Passività Operative	17.664 ⁽³⁾	8.963	4.266	4.623 ⁽⁷⁾	1.645	(600)	36.561

(1) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

(2) Di cui 347 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 4.255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 2.790 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Totale attività	161.179	166.634
Partecipazioni valutate con il metodo del PN	607	872
Attività finanziarie non correnti	3.274	3.645
Crediti tributari a lungo inclusi in Altre Att. Non corr.	463	501
Attività finanziarie correnti	2.381	3.984
Derivati	7.416	6.835
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.639	13.088
Attività per imposte anticipate	7.386	7.067
Crediti per imposte sul reddito	636	788
Crediti tributari a lungo inclusi in Altre Att. Corr.	706	759
Attività finanziarie e fiscali di Attività classificate come possedute per la vendita	2.621	2.161
Attività di settore ⁽¹⁾	125.050	126.934
Totale passività	109.428	115.489
Finanziamenti a lungo termine	44.872	48.655
Finanziamenti a breve termine	2.155	3.252
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.733	5.125
Passività finanziarie correnti	1.063	1.177
Derivati	7.027	7.882
Passività di imposte differite	8.977	9.220
Debiti per imposte sul reddito	585	253
Debiti tributari diversi	990	887
Passività finanziarie e fiscali di Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	3.033	2.477
Passività di settore ⁽¹⁾	34.993	36.561

(1) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consultazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, che verso la comunità finanziaria.

Ricavi

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 73.076 milioni

Millioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Vendita energia elettrica	46.638	48.062	(1.424)	-3,0%
Trasporto energia elettrica	9.911	9.142	769	8,4%
Corrispettivi da gestori di rete	826	783	43	5,5%
Contributi da casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici	1.152	1.857	(705)	-38,0%
Vendita gas	4.045	3.628	417	11,5%
Trasporto gas	509	459	50	10,9%
Ricavi da vendita di combustibili	7.104	5.659	1.445	25,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	829	843	(14)	-1,7%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	343	1.238	(895)	-72,3%
Altre vendite e prestazioni	1.719	1.657	62	3,7%
Totale	73.076	73.328	(252)	-0,3%

Nel 2015 i ricavi da "vendita di energia elettrica" ammontano a 46.638 milioni di euro (48.062 milioni di euro nel 2014) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 29.994 milioni di euro (29.933 milioni di euro nel 2014), le vendite di energia all'ingrosso per 13.355 milioni di euro (14.428 milioni di euro nel 2014) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 3.289 milioni di euro (3.701 milioni di euro nel 2014). Il decremento è da riferire principalmente alle minori quantità vendute sulle Borse nazionali dell'energia elettrica e sul mercato estero all'ingrosso, ed inoltre risente dell'effetto di traduzione del rublo in euro a seguito del suo significativo deprezzamento..

I ricavi da "trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2015 a 9.911 milioni di euro, con un incremento di 769 milioni di euro, da riferire ai maggiori ricavi da trasporto a clienti finali allacciati alla rete Enel per 258 milioni di euro e ai maggiori ricavi nei confronti di altri operatori per 511 milioni di euro. In particolare l'incremento è sostanzialmente riferibile alle modifiche regolatorie intervenute in Italia con le delibere n. 654/2015 e 655/2014 dell'AEEGSI che hanno determinato un incremento delle tariffe di trasporto oltre all'eliminazione del "lag regolatorio". Tale ultima fattispecie ha consentito l'accertamento, già a partire dall'esercizio corrente, di una quota di ricavi relativi alla remunerazione ed all'ammortamento regolatorio sugli investimenti ammessi che sono stati realizzati sulla rete durante l'anno; tali ricavi saranno riconosciuti nelle tariffe a partire dal 2016 e 2017. L'effetto complessivo di tale accertamento, che ha comportato altresì un'integrazione dei ricavi relativa all'intero periodo regolatorio precedente in forza dell'applicazione del regime transitorio, è risultata pari a 557 milioni di euro, di cui 100 milioni di euro riferibili agli investimenti del 2015. Per maggiori dettagli in merito alle novità introdotte, si rinvia all'apposito paragrafo della nota 2. "Principi contabili e criteri di valutazione".

I ricavi per "contributi ricevuti da casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici" sono pari nel 2015 a 1.152 milioni di euro, in diminuzione di 705 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; la variazione negativa si concentra particolarmente nell'area extrapeninsulare spagnola a seguito delle maggiori vendite e del calo dei prezzi dei combustibili.

I ricavi per "vendita di gas" nel 2015 sono pari a 4.045 milioni di euro (3.628 milioni di euro nel 2014) con un incremento di 417 milioni di euro, prevalentemente per effetto delle maggiori vendite nella Penisola

iberica e sul mercato domestico, determinati da un forte incremento dei volumi trattati ed in presenza di prezzi medi unitari in decrescita.

I ricavi per “trasporto di gas” sono pari a 509 milioni di euro con un incremento di 50 milioni di euro (+10,9%) con uno scostamento analogo a quello delle vendite della commodity stessa.

I “Ricavi da vendita di combustibili”, pari a 7.104 milioni di euro, includono nel 2015 vendite di gas naturale per 7.053 milioni di euro (5.536 milioni di euro nel 2014), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 51 milioni di euro (123 milioni di euro nel 2014). Il forte incremento rilevato nell’anno è conseguente ai maggiori volumi negoziati.

I “Ricavi da vendita di certificati ambientali” infine registrano un decremento di 895 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle minori vendite di certificati ambientali e di diritti di emissione CO₂.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica:

Milioni di euro

	2015	2014
Italia	28.705	28.567
Europa		
Penisola iberica	19.175	20.378
Francia	1.439	1.375
Svizzera	362	711
Germania	2.556	3.154
Austria	20	4
Slovenia	26	22
Slovacchia	1.240	1.367
Romania	1.031	1.046
Grecia	64	61
Bulgaria	9	8
Belgio	365	256
Repubblica Ceca	679	813
Ungheria	356	141
Russia	1.022	1.336
Olanda	3.414	113
Regno Unito	1.214	3.105
Altri paesi europei	67	179
America		
Stati Uniti	463	455
Canada	11	-
Messico	166	135
Brasile	2.864	3.100
Cile	3.377	2.820
Perù	1.226	1.034
Colombia	2.114	2.087
Argentina	588	453
Altri paesi sudamericani	172	158
Altri		
Africa	3	1
Asia	348	449
Totale	73.076	73.328

7.b Altri ricavi e proventi – Euro 2.582 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Contributi in conto esercizio	8	13	(5)	-38,5%
Contributi per certificati ambientali	874	923	(49)	-5,3%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	17	12	5	41,7%
Rimborsi vari	239	184	55	29,9%
Plusvalenze da alienazione e negative goodwill su acquisizioni di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	313	292	21	7,2 %
Proventi da rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo	80	82	(2)	-2,4%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	52	32	20	62,5%
Premio per continuità del servizio	65	76	(11)	-14,5%
Altri ricavi	934	849	85	10,0%
Totale	2.582	2.463	119	4,8%

I “Contributi per certificati ambientali”, in diminuzione di 49 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 fornitori per 110 milioni di euro (46 milioni di euro nel 2014) e a risarcimenti assicurativi per 129 milioni di euro (86 milioni di euro nel 2014). L’incremento è attribuibile a maggiori risarcimenti assicurativi per danni agli impianti e a rimborsi da clienti finali, in Spagna, per allacciamenti fraudolenti alla rete.

La voce relativa alle plusvalenze e al negative goodwill, pari a 313 milioni di euro nel 2015, si incrementa di 21 milioni di euro e sono prevalentemente riferibili per 141 milioni di euro alla vendita della società Se Hydropower, per 15 milioni di euro alla plusvalenza derivante dalla vendita della società SF Energy e per 76 milioni di euro al negative goodwill relativo all’acquisizione del controllo di 3SUN. Nel 2014 tale voce era riferita principalmente all’adeguamento del prezzo di vendita della società Artic Russia (82 milioni di euro), per il verificarsi delle condizioni previste nella clausola di earn-out inclusa negli accordi stipulati con la parte acquirente prima del completamento della vendita ed ad alcune plusvalenze realizzate nell’ambito delle rinnovabili derivanti dalla cessione di LaGeo (123 milioni di euro) e di EGP France (31 milioni di euro).

I “Proventi da rimisurazione a fair value a seguito di modifiche nel controllo” ammontano a 80 milioni di euro e si riferiscono principalmente per 40 milioni di euro e per 29 milioni di euro all’adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo già possedute da Enel antecedentemente all’acquisizione del pieno controllo rispettivamente della società 3SUN e del Consorzio Eneop. Nel corrispondente periodo del 2014 tale voce era riferibile all’adeguamento al loro valore corrente delle attività e delle passività di pertinenza del Gruppo (i) residue dopo la perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower avvenuta a seguito della modifica dell’assetto di governance (50 milioni di euro) e (ii) 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).

L’incremento della voce “Altri ricavi” è principalmente relativo al riconoscimento, avvenuto nel 2015, di proventi derivanti dall’applicazione delle modifiche regolatorie introdotte in Argentina con la Resolucion

n. 32/2015 e che hanno avuto impatto in particolare in Edesur in merito al riconoscimento dei ricavi e al Meccanismo di Monitoraggio dei Costi con un impatto positivo complessivo di 247 milioni di euro, solo parzialmente compensato da minori proventi diversi registrati da EGP, da Endesa e altri minori per circa 162 milioni di euro.

Costi

8.a Energia elettrica, gas e acquisto combustibili – Euro 37.644 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Energia elettrica	22.218	23.317	(1.099)	-4,7%
Gas	11.710	8.388	3.322	39,6%
Combustibile nucleare	250	206	44	21,4%
Altri combustibili	3.466	5.017	(1.551)	-30,9%
Totale	37.644	36.928	716	1,9%

Gli acquisti di “Energia elettrica” includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall’Acquirente Unico per 3.695 milioni di euro (4.395 milioni di euro nel 2014) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.553 milioni di euro (1.690 milioni di euro nel 2014). 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 3.322 milioni di euro sostanzialmente riferibile alle maggiori attività di intermediazione sul mercato dei combustibili, mentre gli acquisti di “Combustibile nucleare” risentono dell’incremento del prezzo e delle maggiori quantità prodotte in Spagna.

Gli acquisti di “Altri combustibili” diminuiscono di 1.551 milioni di euro, attestandosi a 3.466 milioni di euro nel 2015, principalmente attribuibile alla riduzione del consumo in uno scenario di prezzi decrescenti.

8.b Servizi e altri materiali – Euro 16.457 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Vettoriamenti passivi	9.118	8.979	139	1,5%
Manutenzioni e riparazioni	1.213	1.301	(88)	-6,8%
Telefoniche e postali	209	221	(12)	-5,4%
Servizi di comunicazione	104	115	(11)	-9,6%
Servizi informatici	364	305	59	19,3%
Godimento beni di terzi	577	609	(32)	-5,3%
Servizi di edificio	137	133	4	3,0%
Servizi assicurativi	229	118	111	94,1%
Servizi professionali e tecnici	190	186	4	2,2%
Provvigioni e commissioni	302	251	51	20,3%
Servizi e altre spese connesse al personale	204	218	(14)	-6,4%
Materiali e servizi per attività in concessione	318	246	72	29,3%
Altri servizi	2.414	2.222	192	8,6%
Altri materiali	1.078	2.275	(1.197)	-52,6%
Totale	16.457	17.179	(722)	-4,2%

I costi per servizi ed altri materiali, pari a 16.457 milioni di euro nel 2015, registrano un decremento rispetto all'esercizio 2014 sostanzialmente a seguito dei minori costi per acquisti di certificati ambientali e ad una maggiore variazione delle scorte dei diritti di emissione di CO₂, certificati ambientali ed altri, come si evince dal decremento di 1.197 milioni di euro nei costi per Altri materiali.

Questa variazione è stata solo in parte compensata dai maggiori costi per vettoriamenti passivi, connessi all'incremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera.

8.c Costo del personale – Euro 5.313 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Salari e stipendi	3.306	3.329	(23)	-0,7%
Oneri sociali	953	931	22	2,4%
Trattamento di fine rapporto	125	111	14	12,6%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	(831)	70	(901)	-
Incentivi all'esodo	1.601	313	1.288	-
Altri costi	159	110	49	44,5%
Totale	5.313	4.864	449	9,2%

Il costo del personale dell'esercizio 2015, pari a 5.313 milioni di euro, registra un incremento di 449 milioni di euro.

L'organico del Gruppo diminuisce di 1.047 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.316 risorse), solo parzialmente compensato dall'incremento imputabile alle variazioni di perimetro (+269 risorse).

La variazione della voce "benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine" è sostanzialmente attribuibile al rilascio (902 milioni di euro) del fondo sconto energia relativo agli ex dipendenti italiani, in virtù della revoca unilaterale del beneficio effettuata nel quarto trimestre 2015. Gli "incentivi all'esodo" nel 2015 ammontano a 1.601 milioni di euro e la variazione in aumento rispetto al 2014 è attribuibile ai nuovi accordi per le uscite incentivate sottoscritti in Italia, nel mese di dicembre 2015, in accordo con l'art.4 della legge n. 92/2012, nonché all'introduzione di meccanismi di esodo incentivato in Spagna ("Acuerdo Voluntario de Salida") che hanno impattato nel 2015 per 90 milioni di euro in più rispetto al 2014.

Per maggiori dettagli in merito, si rinvia al paragrafo relativo al Fondo oneri per incentivi all'esodo, nell'ambito della successiva nota 35.

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 2015.

	Consistenza media ⁽¹⁾			Consistenza ⁽¹⁾
	2015	2014	2015-2014	al 31.12.2015 ⁽²⁾
Dirigenti	1.457	1.552	(95)	1.465
Quadri	10.177	14.263	(4.086)	10.387
Impiegati	34.769	38.224	(3.455)	35.975
Operai	21.978	16.709	5.269	20.087
Totale	68.381	70.748	(2.367)	67.914

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

(2) Include 4.301 unità riferite al perimetro di attività classificato come "posseduto per la vendita".

8.d Ammortamenti e impairment – Euro 7.612 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Immobili, impianti e macchinari	4.190	4.425	(235)	-5,3%
Investimenti immobiliari	8	8	-	-
Attività immateriali	689	771	(82)	-10,6%
Impairment	2.978	7.733	(4.755)	-61,5%
Ripristini di valore	(253)	(267)	14	5,2%
Totale	7.612	12.670	(5.058)	-39,9%

Gli "ammortamenti" registrano nel 2015 un decremento di 317 milioni di euro (complessivamente tra attività materiali e immateriali), da riferire, oltre che alla variazione dei tassi di cambio, a minori valori di carico da ammortizzare (in conseguenza anche delle perdite di valore rilevate a fine 2014 e commentate a seguire).

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	1.246	2.886	(1.640)	-56,8%
- investimenti immobiliari	5	18	(13)	-72,2%
- attività immateriali	68	744	(676)	-90,9%
- avviamento	13	194	(181)	-93,3%
- crediti commerciali	1.058	997	61	6,1%
- attività classificate come possedute per la vendita	574	2.878	(2.304)	-80,1%
- altre attività	14	16	(2)	-12,5%
Totale impairment	2.978	7.733	(4.755)	-61,5%
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(21)	(3)	(18)	-
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	-	-	-	-
- crediti commerciali	(230)	(250)	20	8,0%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-
- altre attività	(2)	(14)	12	85,7%
Totale ripristini di valore	(253)	(267)	14	5,2%

La voce "Impairment" diminuisce di 4.755 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

Le perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari nel 2015 hanno riguardato principalmente:

- > gli impianti di generazione in Russia per 899 milioni di euro (205 milioni di euro nel 2014), per effetto delle previsioni dello scenario di mercato. I parametri utilizzati per l'impairment test della CGU "Enel Russia" sono commentati nella successiva nota 20;
- > gli immobili, impianti e macchinari di Enel Green Power Romania per 139 milioni di euro e di 3SUN per 42 milioni di euro, I parametri utilizzati per l'impairment test delle omonime CGU sono commentati nella successiva nota 20;
- > alcuni asset di esplorazione mineraria in Algeria (riferibili al perimetro upstream gas) per 132 milioni di euro, a seguito dello sfavorevole scenario prezzi dei combustibili.

Nel 2014 la voce includeva (oltre a quanto sopra esposto come termine di confronto) le perdite di valore rilevate sugli impianti di generazione termoelettrica in Italia per 2.096 milioni di euro (a seguito del perdurare del contesto di crisi economica in Italia ed in considerazione dei negativi riflessi della stessa sul settore della generazione elettrica da fonti tradizionali), sui beni in leasing in Slovacchia, ed 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), nonché agli immobili, impianti e macchinari di EGP Hellas per 91 milioni di euro.

Gli impairment su immobilizzazioni immateriali, pari a 68 milioni di euro nel 2015, si riferiscono prevalentemente a:

- > concessioni e diritti simili di Enel Longanesi per 27 milioni di euro per riportare il valore delle attività di Upstream Gas al loro valore d'uso;
- > Enel Green Power North America per 26 milioni di euro.

Nel 2014, la stessa voce includeva le perdite di valore rilevate sui diritti di acqua detenuti da Endesa Chile per lo sfruttamento di alcuni fiumi nella regione di Aysén per 589 milioni di euro, concessioni e diritti simili di EGP Hellas per 55 milioni di euro, nonché 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).

L'impairment sull'avviamento è stato rilevato a esito degli impairment test ed è dettagliato nella nota 20.

Infine, gli impairment rilevate sulle Attività possedute per la vendita, pari a 574 milioni di euro nel 2015 e a 2.878 milioni di euro nel 2014, si riferiscono alle attività nette di Slovenské elektrárne. La perdita di valore è stata determinata in entrambi gli esercizi al fine di allineare il valore di carico di tali asset al fair value al netto dei costi di vendita atteso dalla cessione e poi confermato dalla chiusura dell'accordo con EPH avvenuto a dicembre 2015, i cui effetti sono pur sospensivamente condizionati all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni antitrust.

8.e Altri costi operativi – Euro 2.654 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	340	341	(1)	-0,3%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	315	105	210	-
Oneri per acquisto di certificati verdi	181	144	37	25,7%
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	49	21	28	-
Imposte e tasse	1.272	1.275	(3)	-0,2%
Altri	497	476	21	4,4%
Totale	2.654	2.362	292	12,4%

Gli altri costi operativi, pari a 2.654 milioni di euro, registrano un incremento di 292 milioni di euro, principalmente per effetto:

- > dei maggiori oneri per titoli di efficienza energetica per 210 milioni di euro, prevalentemente riferibili ai maggiori volumi di titoli acquistati per gli obblighi di compliance e soprattutto del cambiamento normativo previsto con delibera n. 13/2014 dall'AEEGSI che ha introdotto un nuovo meccanismo di reintegro;
- > di maggiori costi di acquisto di certificati verdi per 37 milioni di euro;
- > del rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato ad esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto; nel corso del 2014 si rilasciò un altro fondo relativo alle centrali slovacche per 136 milioni di euro;
- > del rilascio del fondo rischi e oneri (63 milioni di euro), nel corso del 2014, a seguito dell'accordo transattivo formalizzato da Enel Distribuzione con A2A e A2A Reti Elettriche;
- > dei maggiori oneri accantonati, per 328 milioni di euro, a titolo di compensazione ai dipendenti in quiescenza del Gruppo in Italia per la revoca unilaterale del beneficio dello sconto energia a partire dal 31 dicembre 2015.

8.f Costi per lavori interni capitalizzati – Euro (1.539) milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Personale	(746)	(719)	(27)	-3,8%
Materiali	(433)	(391)	(42)	-10,7%
Altri	(360)	(414)	54	13,0%
Totale	(1.539)	(1.524)	(15)	-1,0%

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 746 milioni di euro a costi del personale e per 433 milioni di euro a costi per materiali (rispettivamente 719 milioni di euro e 391 milioni di euro nell'esercizio 2014).

9. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value – Euro 168 milioni

I proventi netti derivanti da contratti su commodity valutati al fair value ammontano a 168 milioni di euro per l'effetto contrapposto degli oneri netti sulle valutazioni dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2015 per 304 milioni di euro (268 milioni di euro nel 2014) e dei proventi netti realizzati sulle posizioni chiuse nel corso dell'esercizio per 472 milioni di euro (43 milioni di euro netti nel 2014).

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Proventi:				
- proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	2.832	4.455	(1.623)	-36,4%
- proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	6.702	3.793	2.909	76,7%
Totale proventi	9.534	8.248	1.286	15,6%
Oneri:				
- oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(3.136)	(4.723)	1.587	33,6%
- oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(6.230)	(3.750)	(2.480)	-66,1%
Totale oneri	(9.366)	(8.473)	(893)	-10,5%
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	168	(225)	393	-

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 950 milioni

Milioni di euro				
	2015	2014	2015-2014	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	1.507	1.532	(25)	-1,6%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	907	468	439	93,8%
- proventi da derivati di fair value hedge	41	78	(37)	-47,4%
Totale proventi	2.455	2.078	377	18,1%
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(330)	(434)	104	24,0%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(1.145)	(476)	(669)	-
- oneri da derivati di fair value hedge	(30)	(6)	(24)	-
Totale oneri	(1.505)	(916)	(589)	-64,3%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	950	1.162	(212)	-18,2%

I proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge ammontano a 1.177 milioni di euro mentre i derivati al fair value con impatto a conto economico fanno registrare un impatto netto negativo pari a 238 milioni di euro.

Il saldo della gestione dei derivati di fair value hedge registra invece un saldo positivo pari a 11 milioni di euro.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 44 “Derivati e hedge accounting”.

11. Altri proventi/(Oneri) finanziari netti – Euro (3.406) milioni

Altri proventi finanziari

Milioni di euro				
	2015	2014	2015-2014	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	85	43	42	97,7%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	180	217	(37)	-17,1%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	265	260	5	1,9%
Proventi finanziari su titoli non correnti designati a fair value through profit or loss	5	6	(1)	-16,7%
Differenze positive di cambio	882	529	353	66,7%
Proventi da partecipazioni	11	4	7	-
Altri proventi	400	449	(49)	-10,9%
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	1.563	1.248	315	25,2%

Gli altri proventi finanziari, pari a 1.563 milioni di euro, registrano un incremento di 315 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito:

- > dell'incremento delle “differenze positive di cambio” che risentono, oltre che dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro, del riconoscimento, in base a quanto previsto dal contratto, da parte dell'Autorità argentina della

trasformazione in dollari statunitensi del credito relativo alla costruzione dell'impianto Vuelta De Obligado a seguito del suo sostanziale completamento (circa 258 milioni di euro);

- > del leggero incremento dei "proventi da partecipazioni" e degli "interessi attivi al tasso effettivo", nel 2015 rispettivamente pari a 11 milioni di euro e a 265 milioni di euro;
- > della riduzione degli "altri proventi", prevalentemente derivante dall'effetto incrementativo, rilevato in tale voce nel 2014, a seguito della formalizzazione dell'accordo transattivo relativamente al debito di Costanera con Mitsubishi.

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	371	360	11	3,1%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.314	2.476	(162)	-6,5%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	143	116	27	23,3%
Totale interessi passivi	2.828	2.952	(124)	-4,2%
Oneri finanziari su titoli classificati a fair value through profit or loss	-	-	-	-
Differenze negative di cambio	1.738	1.814	(76)	-4,2%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	101	139	(38)	-27,3%
Attualizzazione altri fondi	210	258	(48)	-18,6%
Oneri da partecipazioni	3	3	-	-
Altri oneri	89	374	(285)	-76,2%
TOTALE ALTRI ONERI FINANZIARI	4.969	5.540	(571)	-10,3%

Gli altri oneri finanziari, pari a 4.969 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 571 milioni di euro rispetto al 2014. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

- > decremento degli interessi passivi, sostanzialmente a fronte di un indebitamento finanziario lordo in media più basso rispetto al 2014;
- > decremento delle "differenze negative di cambio" per 76 milioni di euro da attribuire all'andamento 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;
- > minori oneri da "attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti" per 38 milioni di euro (per dettagli si rimanda alla nota 34), a cui si associano minori oneri di attualizzazione altri fondi per 48 milioni di euro, prevalentemente da riferire all'attualizzazione degli oneri per incentivazione esodo;
- > minori "altri oneri" per 285 milioni di euro (89 milioni di euro nel 2015 e 374 milioni di euro nel 2014), sostanzialmente per effetto dell'adeguamento negativo, registrato nel 2014, delle attività finanziarie (92 milioni di euro) relative ai servizi in concessione in Brasile e dell'impairment del 2014 relativo al credito finanziario verso Elcogas oltre ai maggiori interessi capitalizzati, per circa 63 milioni di euro, anche in ragione dei maggiori investimenti effettuati.

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 52 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Proventi da partecipazione in società collegate	152	229	(77)	-33,6%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(100)	(87)	(13)	-14,9%
Impairment	-	(177)	177	-
Totale	52	(35)	87	-

La quota di proventi e oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si incrementa, rispetto all'anno precedente, di 87 milioni di euro. In particolare tale effetto è riconducibile alle perdite di valore rilevate nel 2014 per complessivi 177 milioni di euro nella joint venture Centrales Hidroelectricas de Aysén (a seguito dell'incertezza autorizzativa sullo sviluppo del progetto di costruzione di una centrale idroelettrica in Cile) e sulla CGU EGP Hellas relativamente alle partecipazioni a equity method denominate "Elica 2", in seguito al perdurare del contesto economico negativo. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dai minori proventi da società collegate consuntivati nel 2015 (77 milioni di euro) prevalentemente per effetto delle variazioni di perimetro intercorse nei due esercizi.

13. Imposte – Euro 1.909 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Imposte correnti	2.061	1.968	93	4,7%
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(19)	(119)	100	84,0%
Totale Imposte correnti	2.042	1.849	193	10,4%
Imposte differite	(125)	(961)	836	87,0%
Imposte anticipate	(8)	(1.738)	1.730	-
TOTALE	1.909	(850)	2.759	-

Le imposte dell'esercizio 2015 risultano pari a 1.909 milioni di euro mentre nel 2014 presentavano un saldo negativo di 850 milioni di euro.

Le imposte quindi si incrementano complessivamente di 2.759 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, quale risultanza del forte incremento del risultato ante imposte e dei seguenti fattori di natura non ricorrente:

- adeguamento delle attività nette per imposte anticipate in Italia per complessivi 197 milioni di euro, per effetto della legge di stabilità approvata a dicembre 2015, che riduce l'aliquota IRES dal 27,5% al 24% con decorrenza 1° gennaio 2017;
- riconoscimento, nel 2014, di imposte anticipate per 1.392 milioni di euro sorte in capo ad Enel Iberoamerica (già Enel Energy Europe) a seguito della distribuzione di dividendi relativi ad alcune operazioni straordinarie;
- minori imposte nel periodo relativamente ad operazioni straordinarie assoggettate ad aliquote fiscali diverse dalle teoriche in particolare per effetto della rimisurazioni a fair value e del negative goodwill su 3 SUN e della plusvalenza per la vendita di SE Hydropower;

- riduzione dell'impatto dell'IRAP di 50 milioni di euro a seguito della sopravvenuta deducibilità del costo del personale ai fini del calcolo dell'imposta;
- effetto sulla fiscalità differita della variazione delle aliquote fiscali prevalentemente in Cile, Colombia, Perù e Spagna, rilevato nel 2014, che aveva comportato un beneficio netto pari a 146 milioni di euro: nel corso del 2015 le modifiche delle aliquote fiscali nei paesi sopracitati hanno iniziato a produrre i loro effetti sulle imposte correnti.

Si rammenta, infine, che l'esercizio 2014 era stato contrassegnato da maggiori imposte per 366 milioni di euro riferibili all'adeguamento della fiscalità differita in Italia in seguito alla dichiarata incostituzionalità dell'addizionale IRES (c.d. "Robin Hood Tax"), sancita al termine di un procedimento amministrativo pendente da anni.

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 2015, comprensive dell'effetto della fiscalità differita, sono negative per 751 milioni di euro (1.885 milioni di euro nell'esercizio 2014).

Milioni di euro

	2015		2014	
Risultato ante imposte	5.281		(78)	
Imposte teoriche	1.452	27,5%	(21)	27,5%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	(51)		245	
Credito fiscale emergente dalla distribuzione dei dividendi di Endesa	-		(1.392)	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	197		(146)	
Addizionale IRES (D.L. n. 112/08)	-		188	
Irap	250		320	
Altre differenze , effetto diverse aliquote estere e partite minori	61		(44)	
Totale	1.909		(850)	

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

	2015	2014	2015-2014	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.196	517	1.679	-
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.196	517	1.679	-
Numero di azioni ordinarie	9.403.357.795	9.403.357.795	-	-
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,23	0,05	0,18	-
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,23	0,05	0,18	-
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

Informazioni sullo Stato patrimoniale consolidato

15. Immobili, impianti e macchinari – Euro 73.307 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2015 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immob. in corso e acconti	Totale
Costo storico	558	8.711	144.890	386	1.332	1.091	332	6.442	163.742
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	4.902	83.970	312	1.042	226	201	-	90.653
Consistenza al 31.12.2014	558	3.809	60.920	74	290	865	131	6.442	73.089
Investimenti	67	59	1.014	21	46	11	10	5.125	6.353
Passaggi in esercizio	44	377	4.463	5	37	-	29	(4.955)	-
Differenze di cambio	(20)	6	(723)	-	(13)	(4)	-	(391)	(1.145)
Variazioni perimetro di consolidamento	2	56	(171)	8	-	(15)	(5)	249	124
Dismissioni	(1)	(16)	(87)	(1)	(1)	-	(1)	(6)	(113)
Ammortamenti	-	(135)	(3.789)	(18)	(76)	(48)	(26)	-	(4.092)
Impairment	-	(303)	(712)	(8)	(2)	-	-	(221)	(1.246)
Ripristini di valore	-	1	20	-	-	-	-	-	21
Altri movimenti	13	(25)	169	(4)	(27)	(37)	2	225	316
Totale variazioni	105	20	184	3	(36)	(93)	9	26	218
Costo storico	663	8.788	147.014	400	1.289	1.030	364	6.468	166.016
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	4.959	85.910	323	1.035	258	224	-	92.709
Consistenza al 31.12.2015	663	3.829	61.104	77	254	772	140	6.468	73.307

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.516 milioni di euro (8.269 milioni di euro al 31 dicembre 2014), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica nella Penisola Iberica e America Latina per 5.155 milioni di euro (4.820 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 2.998 milioni di euro (3.027 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 17.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2015 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.353 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2014 di 334 milioni di euro.

Milioni di euro		
	2015	2014
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	757	884
- idroelettrici	807	656
- geotermoelettrici	197	169
- nucleare	128	787
- con fonti energetiche alternative	1.900	1.256
Totale impianti di produzione	3.789	3.752
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.466	2.115
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	98	152
TOTALE	6.353	6.019

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 3.789 milioni di euro, con un incremento di 37 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative (principalmente relativi a impianti eolici per 1.233 milioni di euro e fotovoltaici per 628 milioni di euro) e da fonte idroelettrica realizzati dalla Divisione Energie Rinnovabili.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.466 milioni di euro e risultano in incremento di 351 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 Italia e America Latina.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2015 si riferisce principalmente all'acquisizione del controllo della società 3SUN, avvenuta nel corso del primo trimestre 2015, all'acquisizione del 68% della società BLP Energy, società indiana operante nella generazione da fonte rinnovabile e al consolidamento integrale della società Osage Wind precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto; tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla cessione delle società portoghesi e dal deconsolidamento degli asset solari in Italia della divisione Energie Rinnovabili.

Le "Perdite di valore" sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 1.246 milioni di euro; per le analisi di dettaglio di rinvia alla nota 8.d.

Al 31 dicembre 2015 sono stati svolti i test di recuperabilità dei valori delle attività di alcune CGU (Enel Russia, EGP Hellas ed Enel Produzione) che presentavano indicatori di impairment, ad esito dei quali ne è emersa la sostanziale recuperabilità.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso identificato per tali CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo ed EBITDA, ipotizzando delle variazioni individuali di ciascuna assunzione fino al 5% del valore utilizzato nei test.

Con riferimento alla CGU Enel Produzione, quest'analisi ha evidenziato che, in caso di variazione dell'EBITDA o del WACC nei limiti sopra descritti, ed a parità di altre assunzioni, il valore d'uso non sarebbe superiore al valore contabile. Pertanto, in ragione di tali evidenze e della conferma degli indicatori di impairment già identificati nello scorso esercizio, non si è proceduto ad alcun ripristino di valore.

Gli "altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificatamente dedicati a investimenti effettuati per 208 milioni di euro (196 milioni di euro nel 2014) così dettagliati:

Milioni di euro						
	2015	Tasso %	2014	Tasso %	2015-2014	
Energie Rinnovabili	80	5,2%	59	4,8%	21	35,6%
America Latina	104	23,7%	75	14,8%	29	38,7%
Europa orientale ⁽¹⁾	-	-	41	2,6%	(41)	-
Iberia	7	2,7%	6	3,0%	1	16,7%
Italia	17	4,2%	15	5,0%	2	13,3%
Totale	208		196		12	6,1%

(1) Il dato non include 51 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2015, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 424 milioni di euro.

16. 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							Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2015	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2015
Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo			
Ampla Energia E Serviços	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	11 anni	Si	425	810	
Companhia Energética Do Ceará	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	12 anni	Si	206	692	
Totale						631	1.502	

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".

17. Leasing

Il Gruppo, in veste di locatario, è titolare di una serie di contratti di leasing finanziario. In particolare 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 (Ralco-Charrúa), con una durata residua di 8 anni e con un tasso del 6,5%, ad un contratto di leasing per impianti a ciclo combianto (Talara) della durata di 9 anni e un tasso fisso del 5,8%, nonché ad alcuni impianti a ciclo combinato in Perù (durata residua di un anno 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

	2015	2014	2015-2014	
Immobilizzazioni materiali	772	865	(93)	-10,8%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
Totale	772	865	(93)	-10,8%

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 31.12.2015		al 31.12.2014	
Periodi:				
2016	97	58	102	62
2017-2020	322	199	398	250
oltre il 2020	696	498	750	526
Totale	1.115	755	1.250	838
Oneri finanziari	(360)		(412)	
Valore attuale dei pagamenti minimi previsti	755		838	

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".

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

	2015
Pagamenti minimi	7.403
Canoni potenziali	-
Pagamenti per subleasing	3
Totale	7.406

I pagamenti minimi futuri dovuti dal Gruppo per i leasing operativi sono dettagliati, in base alla scadenza, nella successiva tabella:

Milioni di euro

	2015
Periodi:	
entro un anno	1.799
tra uno e cinque anni	3.870
oltre cinque anni	1.734
Totale	7.403

18. Investimenti immobiliari – Euro 144 milioni

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2015 ammontano a 144 milioni di euro e sono sostanzialmente in linea con il valore dell'anno precedente.

Milioni di euro

	2015
Costo storico	173
Fondo ammortamento e impairment cumulati	30
Consistenza al 31.12.2014	143
Passaggi in esercizio	-
Ammortamenti	(8)
Impairment	(5)
Altri movimenti	14
Totale variazioni	1
Costo storico	187
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
Consistenza al 31.12.2015	144

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".

19. Attività immateriali – Euro 15.235 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relativa all'esercizio 2015 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	26	2.735	14.515	3.774	1.656	622	23.328
Fondo ammortamento e impairment cumulati	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
Investimenti	8	118	7	318	18	291	760
Passaggi in esercizio	1	239	3	-	22	(265)	-
Differenze di cambio	(2)	(5)	(820)	(500)	14	4	(1.309)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	-	(14)	-	111	17	114
Dismissioni	(1)	-	-	(9)	-	(17)	(27)
Ammortamenti	(2)	(275)	(162)	(158)	(95)	-	(692)
Impairment	-	(1)	(20)	-	(8)	(39)	(68)
Altri movimenti	(3)	1	25	(87)	(52)	(39)	(155)
Totale variazioni	1	77	(981)	(436)	10	(48)	(1.377)
Costo storico	28	2.999	13.394	2.972	1.642	574	21.609
Fondo ammortamento e impairment cumulati	18	2.418	1.252	1.470	1.216	-	6.374
Consistenza al 31.12.2015	10	581	12.142	1.502	426	574	15.235

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 31.12.2015	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	-	1.568	1.839
Chilectra	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.566	1.667
Empresa De Distribución Eléctrica De Lima Norte	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	641	548
Enel Distributie Muntenia	Ministero dell'economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	38 anni	Si	155	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.454 milioni di euro (9.848 milioni di euro al 31 dicembre 2014) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.679 milioni di euro), Colombia (1.568 milioni di euro), Cile (1.566 milioni di euro) e Perù (641 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile ad oggi una data di scadenza all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna CGU, alla quale appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è sostanzialmente riferita alla variazione del tasso di cambio. Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla nota 24.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2015 si riferisce principalmente alle acquisizioni e cessioni operate dalla divisione Energie Rinnovabili, nonché all'acquisizione di un segmento residenziale relativo alla fornitura di gas in Spagna.

Gli "Impairment" ammontano nel 2015 a 68 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 8.d.

Al 31 dicembre 2015, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività immateriali è pari a 16 milioni di euro.

20. Avviamento – Euro 13.824 milioni

L'“Avviamento” è pari a 13.824 milioni di euro con un decremento nell'esercizio di 203 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2014			Variaz.	Differ.	Impairment	al 31.12.2015		
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto	Perim.	cambio		Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
Endesa	10.999	(2.392)	8.607	-	-	-	10.999	(2.392)	8.607
America Latina	3.285	-	3.285	-	-	-	3.285	-	3.285
Gruppo Enel Green Power ⁽¹⁾	990	(119)	871	(241)	49	(13)	798	(132)	666
Enel Energia	579	-	579	-	-	-	579	-	579
Enel Distributie Muntenia	546	-	546	-	2	-	548	-	548
Enel Energie Muntenia	113	-	113	-	-	-	113	-	113
Nuove Energie	26	-	26	-	-	-	26	-	26
Totale	16.538	(2.511)	14.027	(241)	51	(13)	16.348	(2.524)	13.824

(1) Include Enel Green Power España, Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria, Enel Green Power Italia.

La “Variazione del perimetro di consolidamento” si riferisce principalmente alla cessione delle società portoghesi della divisione Energie Rinnovabili solo parzialmente compensata da alcune acquisizioni minori in Messico della stessa.

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 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 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, ad 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, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Di seguito viene riportata 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⁾	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal Value ⁽³⁾
	al 31.12.2015					al 31.12.2014				
Endesa – Penisola iberica ⁽⁴⁾	8.607	1,77%	7,90%	5 anni	Perpetuità	8.607	1,92%	7,92%	5 anni	Perpetuità
Endesa – America Latina	3.285	3,12%	8,42%	5 anni	Perpetuità	3.285	2,67%	8,48%	5 anni	Perpetuità
Enel Russia	-	4,00%	15,31%	5 anni	Perpetuità	-	0,97%	14,99%	5 anni	Perpetuità
Enel Romania ⁽⁵⁾	660	2,30%	7,65%	5 anni	Perpetuità	659	2,07%	7,90%	5 anni	Perpetuità
Enel Energia	579	0,16%	11,92%	5 anni	15 anni	579	0,13%	11,98%	5 anni	15 anni
Enel Green Power España	157	2,00%	7,63%	5 anni	12 anni	404	2,00%	7,90%	5 anni	13 anni
Enel Green Power Latin America	350	3,34%	8,16%	5 anni	21 anni	308	3,45%	8,53%	5 anni	22 anni
Enel Green Power North America	131	2,20%	9,27%	5 anni	19 anni	117	2,17%	7,46%	5 anni	20 anni
Enel Green Power Hellas	-	-	-	-	-	-	-	18,69%	5 anni	21 anni
Nuove Energie	26	0,20%	9,94%	9 anni	16 anni	26	0,29%	8,98%	10 anni	16 anni
Enel Green Power Italia	23	2,00%	8,50%	5 anni	Perpetuità / 17 anni ⁽⁶⁾	24	2,00%	8,15%	5 anni	Perpetuità / 14 anni
Enel Green Power Romania	-	2,30%	8,08%	5 anni	16 anni	13	2,07%	8,26%	5 anni	17 anni
Enel Green Power Bulgaria	5	2,20%	8,09%	5 anni	14 anni	5	2,50%	8,27%	5 anni	15 anni

(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 EGP 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 17 anni per le altre tecnologie (eolico, solare, biomasse)

Al 31 dicembre 2015 dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill è emersa una perdita di valore di 155 milioni di euro sulla CCU Enel Green Power Romania, dei quali 13 milioni di euro attribuiti a goodwill e la restante parte allocata tra agli asset di generazione, e la cui origine è imputabile alle previsioni di mercato e allo scenario regolatorio del paese.

Al 31 dicembre 2014 era stata rilevata una perdita di valore di 365 milioni di euro sulla CGU Enel Russia (già Enel OGK-5) e 269 milioni di euro sulla CGU EGP Hellas.

21. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 7.386 milioni ed Euro 8.977 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		Incr./ (Decr) con imputazione a Conto economico	Incr./ (Decr) con imputazione a Patrimonio netto	Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
	al 31.12.2014							al 31.12.2015
Attività per imposte anticipate:								
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	2.239	(357)	2	-	140	(26)	-	1.998
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.166	341	-	-	(11)	(40)	-	1.456
- perdite fiscalmente riportabili	105	(36)	-	-	71	5	-	145
- valutazione strumenti finanziari	659	5	195	1	(35)	(1)	-	824
- benefici al personale	995	(210)	(166)	-	17	(16)	-	620
- altre partite	1.903	253	7	(1)	187	(6)	-	2.343
Totale	7.067	(4)	38	-	369	(84)	-	7.386
Passività per imposte differite:								
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.765	(208)	8	(28)	408	(339)	-	6.606
- valutazione strumenti finanziari	453	(26)	16	-	(8)	(2)	-	433
- altre partite	2.002	88	(1)	11	(102)	(31)	(29)	1.938
Totale	9.220	(146)	23	(17)	298	(372)	(29)	8.977
Attività per imposte anticipate non compensabili								2.149
Passività per imposte differite non compensabili								3.310
Passività per imposte differite nette compensabili								430

Le “Attività per imposte anticipate” al 31 dicembre 2015 sono pari a 7.386 milioni di euro (7.067 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

La variazione rilevata nel corso dell’anno, pari a 319 milioni di euro, risente principalmente dell’effetto fiscale relativo a componenti di reddito non riconosciute fiscalmente, il cui effetto è solo parzialmente compensato dalla riduzione conseguente la variazione prevista dell’aliquota IRES in Italia dal 27,5% al 24% a partire dal 2017.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.051 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità.

Le “Passività per imposte differite”, pari a 8.977 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (9.220 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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.

22. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro 607 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 31.12.2014		al 31.12.2015					Quota %	
	Quota %	Impatto a conto economico	Variaz. Perim.	Dividendi	Riclassifica ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movim.			
Società a controllo congiunto:									
Hydro Dolomiti Enel	218	49,0%	20	-	(49)	(189)	-	-	49,0%
Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Electrica	61	38,9%	8	-	(6)	-	-	63	38,9%
Empresa De Energia Cundinamarca	34	40,4%	2	-	-	-	(7)	29	40,4%
Rusenergosbyt	29	49,5%	37	-	(49)	-	15	32	49,5%
Energie Electrique De Tahaddart	29	42,5%	6	-	(5)	-	-	30	42,5%
Electrogas	15	50,0%	7	-	(6)	-	-	16	50,0%
Transmisora Eléctrica De Quillota	9	50,0%	2	-	-	-	(1)	10	50,0%
Centrales Hidroeléctricas De Aysén	8	51,0%	(3)	-	-	-	3	8	51,0%
Powercrop	5	50,0%	(1)	-	-	-	-	4	50,0%
Nuclenor	-	50,0%	(58)	-	-	-	58	-	50,0%
Società collegate:									
Ultor srl	-	-	-	72	-	-	(1)	71	50,0%
Elica 2	50	30,0%	-	-	-	-	-	50	30,0%
CESI	39	42,7%	-	-	-	-	-	39	42,7%
Altomonte FV Srl	-	-	-	39	-	-	-	39	50,0%
Tecnatom	30	45,0%	2	-	-	-	1	33	45,0%
GNL Quinteros	21	20,0%	6	-	(6)	-	1	22	20,0%
Suministradora Eléctrica De Cádiz	17	33,5%	3	-	(3)	-	-	17	33,5%
Terrae	15	20,0%	(3)	-	-	-	-	12	20,0%
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35,6%	1	-	-	-	-	14	35,6%
Eneop-Eólicas de Portugal	60	36,0%	8	(68)	-	-	-	-	-
Eevm - Empreendimentos Eólicos Vale Do Minho	18	50,0%	11	(23)	(6)	-	-	-	-
Altre minori	201		4	(108)	6	-	15	118	
Totale	872		52	(88)	(124)	(189)	84	607	

La voce "Variazione di perimetro" include gli effetti del deconsolidamento degli asset solari in Italia a seguito dell'accordo siglato in data 16 ottobre 2015 con riferimento alle società Ultor e Altomonte, nonché gli effetti derivanti dal consolidamento integrale della società Osage e dalla cessione di alcune società portoghesi della divisione Energie Rinnovabili.

Si segnala che l'applicazione del metodo del patrimonio netto alle partecipazioni in Rusenergosbyt e Powercrop incorpora un avviamento implicito, rispettivamente pari a 28 milioni e 9 milioni di euro.

La voce "Riclassifica ad attività possedute per la vendita" è riferita alla partecipazione detenuta in Hydro Dolomiti Enel che, in considerazione delle decisioni assunte dal management, risponde ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce al 31 dicembre 2015.

La seguente tabella illustra 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		Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Società a controllo congiunto:														
Centrales Hidroeléctricas De Aysén	20	9	1	12	21	21	-	-	4	5	5	5	16	16
Rusenergosbyt	4	2	108	105	112	107	-	-	104	98	104	98	8	9
Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Electrica	326	378	140	139	466	517	214	261	90	101	304	362	162	155
Empresa De Energia Cundinamarca	147	169	19	18	166	187	72	81	21	22	93	103	73	84
Energie Electrique De Tahaddart	120	132	32	34	152	166	26	43	33	32	59	75	93	91
Powercrop	41	41	16	12	57	53	1	-	33	27	34	27	23	26
Nuclenor	69	74	79	99	148	173	98	108	69	86	167	194	(19)	(21)
Società collegate:														
Ultor srl	77	-	20	-	97	-	-	-	-	-	-	-	97	-
Elica 2	5	6	2	3	7	9	-	-	-	-	-	-	7	9
Altomonte FV Srl	212	-	19	-	231	-	147	-	6	-	153	-	78	-
Tecnatom	77	72	69	63	146	135	28	26	46	42	74	68	72	67
Suministradora Eléctrica De Cádiz	76	77	16	19	92	96	24	26	17	19	41	45	51	51
Compañía Eólica Tierras Altas	40	44	4	7	44	51	2	12	4	3	6	15	38	36

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Società a controllo congiunto:						
Centrales Hidroeléctricas De Aysén	-	-	(7)	(14)	(7)	(2)
Rusenergosbyt	2.019	1.834	94	87	76	68
Tejo Energia Produção E Distribuição De Energia Eléctrica	221	195	29	22	21	16
Empresa De Energia Cundinamarca	119	108	10	13	4	8
Energie Electrique De Tahaddart	55	52	26	23	18	16
Powercrop	2	3	(2)	(3)	(2)	(2)
Nuclenor	8	25	(42)	(113)	(46)	(112)
Società collegate:						
Ultor srl	-	-	-	-	-	-
Elica 2	-	-	-	-	-	-
Altomonte FV Srl	10	-	2	-	2	-
Tecnatom	5	97	5	3	5	3
Suministradora Eléctrica De Cádiz	15	16	8	8	8	8
Compañía Eólica Tierras Altas	11	10	3	-	3	-

23. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Contratti derivati attivi	2.343	1.335	5.073	5.500
Contratti derivati passivi	1.518	2.441	5.509	5.441

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella nota 44 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

24. Altre attività finanziarie non correnti – Euro 3.274 milioni

Milioni di euro			2015-2014	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014		
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	181	157	24	15,3%
Partecipazioni in altre imprese	56	56	-	-
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 24.1)	2.335	2.701	(366)	-13,6%
Accordi per servizi in concessione	631	669	(38)	-5,7%
Risconti attivi finanziari non correnti	71	62	9	14,5%
Totale	3.274	3.645	(371)	-10,2%

Il totale delle "Attività finanziarie non correnti" si decrementa nel 2015 di 371 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 24.1.

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include le partecipazioni per le quali il valore di mercato non risulta facilmente determinabile e che pertanto, in assenza di ipotesi di vendita delle stesse, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

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 31.12.2015		al 31.12.2014	2015-2014	
Bayan Resources	175	10,0%	147	10,0%	28
Echelon	2	7,1%	4	7,1%	(2)
Galsi	17	17,6%	15	15,6%	2
Altre	43		47		(4)
Totale	237		213		24

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa all'aumento del fair value di Bayan Resources, società indonesiana quotata sulla borsa locale e che opera nel settore dell'estrazione mineraria carbonifera, determinato sulla base delle quotazioni del titolo disponibili sul mercato.

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.

24.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto – Euro 2.335 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	117	139	(22)	-15,8%
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit and loss)	45	40	5	12,5%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	2	-	2	-
Crediti finanziari diversi	2.171	2.522	(351)	-13,9%
Totale	2.335	2.701	(366)	-13,6%

I “crediti finanziari diversi” si decrementano nel 2015 per 351 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- > riclassifica della quota a breve termine di 48 milioni di euro dei crediti vantati verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico, il cui saldo complessivo è pari a 386 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (434 milioni di euro al 31 dicembre 2014), relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla sostituzione anticipata dei misuratori elettromeccanici;
- > riclassifica pari a 57 milioni di euro della quota a breve del credito relativo al rimborso, previsto dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il settore idrico attraverso la delibera n. 157/12, degli oneri per la soppressione del “Fondo Pensione Elettrici”, il cui importo complessivo è pari a 336 milioni di euro al 31 dicembre 2015 (393 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- > decremento pari a 259 milioni di euro a seguito dell'incasso del credito finanziario vantato verso Eneop (consolidata ad equity nel 2014) a seguito della cessione della stessa nel corso del 2015;
- > decremento per 126 milioni di euro del 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);
- > decremento per 96 milioni di euro del credito per quote di emissione di CO₂ relativi agli impianti “nuovi entranti”;
- > incremento di 308 milioni di euro a seguito del riconoscimento da parte dell'Autorità argentina della trasformazione in dollari statunitensi del credito relativo alla costruzione dell'impianto Vuelta De Obligado a seguito del suo sostanziale completamento.

25. Altre attività non correnti – Euro 877 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Crediti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici	67	59	8	13,6%
Altri crediti	810	826	(16)	-1,9%
Totale	877	885	(8)	-0,9%

La voce “Altri crediti” al 31 dicembre 2015 include principalmente crediti tributari per 463 milioni di euro (501 milioni di euro al 31 dicembre 2014), anticipi a fornitori per 141 milioni di euro (141 milioni di euro a fine 2014) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 78 milioni di euro (46 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

26. Rimanenze – Euro 2.904 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.212	1.533	(321)	-20,9%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	819	759	60	7,9%
Totale	2.031	2.292	(261)	-11,4%
Certificati ambientali:				
- Co2 emissioni inquinanti	680	623	57	9,1%
- Certificati verdi	78	294	(216)	-73,5%
- Certificati di efficienza energetica	1	3	(2)	-66,7%
Totale	759	920	(161)	-17,5%
Immobili destinati alla vendita	68	76	(8)	-10,5%
Acconti	46	46	-	-
TOTALE	2.904	3.334	(430)	-12,9%

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 a seguito del calo dei prezzi medi e al calo delle rimanenze relative ai 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.

27. Crediti commerciali – Euro 12.797 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	9.603	8.361	1.242	14,9%
- distribuzione e vendita di gas	1.755	1.679	76	4,5%
- altre attività	1.396	1.920	(524)	-27,3%
Totale crediti verso clienti	12.754	11.960	794	6,6%
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	43	62	(19)	-30,6%
Totale	12.797	12.022	775	6,4%

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.085 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 1.662 milioni di euro. Nello specifico l'incremento del periodo è prevalentemente dovuto ai maggiori ricavi per trasporto di energia elettrica rilevanti a seguito dell'emanazione della Delibera AEEGSI n. 654/2015, come meglio illustrato alla precedente nota 7a. Il decremento delle altre attività si riferisce ai maggiori incassi nel 2015 relativi alla vendita di combustibili. Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 41 "Strumenti finanziari".

28. Altre attività finanziarie correnti – Euro 2.381 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Attività finanziarie correnti incluse nella posizione finanziaria netta	2.241	3.860	(1.619)	-41,9%
Altre	140	124	16	12,9%
Totale	2.381	3.984	(1.603)	-40,2%

28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento – Euro 2.241 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	769	1.566	(797)	-50,9%
Crediti per factoring	147	177	(30)	-16,9%
Titoli detenuti sino a scadenza (Held To Maturity)	1	-	1	-
Crediti finanziari e cash collateral	1.020	1.654	(634)	-38,3%
Altre	304	463	(159)	-34,3%
Totale	2.241	3.860	(1.619)	-41,9%

La variazione della voce "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" è principalmente relativa al decremento dei crediti finanziari relativi al deficit del sistema elettrico spagnolo a seguito degli incassi ottenuti (2.145 milioni di euro includendo gli effetti dei rimborsi riferiti alla generazione extrapeninsulare) e al netto dei nuovi crediti maturati nel 2015 per 1.263 milioni di euro (inclusi anche i nuovi crediti derivanti dalla generazione extra-peninsulare). Tale decremento è stato solo parzialmente compensato dalla

riclassifica, della quota a breve termine del credito verso la Cassa Conguaglio Settore Elettrico relativo al rimborso degli oneri straordinari, già citata nella nota 24.1.

29. Altre attività correnti – Euro 2.898 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Crediti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici	765	1.010	(245)	-24,3%
Anticipi a fornitori	219	166	53	31,9%
Crediti verso il personale	26	33	(7)	-21,2%
Crediti verso altri	960	1.272	(312)	-24,5%
Crediti tributari diversi	706	759	(53)	-7,0%
Ratei e risconti attivi operativi	174	184	(10)	-5,4%
Attività per lavori in corso su ordinazione	48	41	7	17,1%
Totale	2.898	3.465	(567)	-16,4%

I “Crediti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici” includono i crediti relativi al sistema Italia per 664 milioni di euro (896 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e al sistema Spagna per 101 milioni di euro (114 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine per 67 milioni di euro (59 milioni di euro nel 2014), i crediti operativi verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici al 31 dicembre 2015 ammontano complessivamente a 832 milioni di euro (1.069 milioni di euro al 31 dicembre 2014), a fronte di debiti per 5.122 milioni di euro (4.005 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

30. Attività classificate come possedute per la vendita – Euro 6.854 milioni

La movimentazione delle Attività possedute per la vendita nell'esercizio 2015 è di seguito dettagliata:

Milioni di euro

	al 31.12.2014	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e Variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2015
Immobili, impianti e macchinari	3.882	-	(94)	(574)	530	3.744
Attività immateriali	224	-	(212)	-	(5)	7
Attività per imposte anticipate	1.066	-	(8)	-	8	1.066
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	18	189	-	-	2	209
Attività finanziarie non correnti	976	5	-	-	85	1.066
Altre attività non correnti	18	-	-	-	-	18
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	27	111	(12)	-	24	150
Attività finanziarie correnti	42	-	-	-	69	111
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	525	-	(43)	-	1	483
Totale	6.778	305	(369)	(574)	714	6.854

Le attività possedute per la vendita al 31 dicembre 2015 ammontano a 6.854 milioni di euro e includono sostanzialmente le attività riferibili alle società Slovenské elektrárne (6.549 milioni di euro), Hydro Dolomiti Enel (189 milioni di euro), Compostilla RE (111 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 "Dismissioni e Variazioni perimetro di consolidamento" includono principalmente le cessioni di SF Energy e SE Hydropower avvenute nel corso del primo semestre 2015.

Le "Perdite di valore" al 31 dicembre 2015 ammontano a 574 milioni di euro e si riferiscono a Slovenské elektrárne; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 8.d

31. Passività incluse in gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita – *Euro 5.364 milioni*

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2015 ammontano a 5.364 milioni di euro e includono sostanzialmente le passività relative alle società Slovenské elektrárne (5.335 milioni di euro), Compostilla RE (29 milioni di euro) e altre passività riferibili a società minori.

Tali passività si movimentano nell'esercizio 2015 nel seguente modo:

Milioni di euro

	al 31.12.2014	Riclassifica da/a passività correnti e non	Dismissioni e Variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	1.422	-	(15)	294	1.701
Benefici al personale	67	-	(1)	2	68
Fondi rischi e oneri quota non corrente	2.305	-	(4)	(434)	1.867
Passività per imposte differite	669	29	(82)	23	639
Passività finanziarie non correnti	148	-	-	83	231
Altre passività non correnti	1	-	-	1	2
Finanziamenti a breve termine	191	-	(8)	156	339
Altre passività finanziarie correnti	47	-	-	64	111
Fondi rischi e oneri quota corrente	43	-	-	(24)	19
Debiti commerciali e altre passività correnti	397	-	(22)	12	387
Totale	5.290	29	(132)	177	5.364

Le variazioni delle voci di passività possedute per la vendita risentono, rispetto al 31 dicembre 2014, sostanzialmente delle sopra citate classificazioni e dismissioni avvenute nel corso del 2015.

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.

32. Patrimonio netto totale – Euro 51.751 milioni

32.1 Patrimonio netto del Gruppo – Euro 19.375 milioni

Capitale sociale – Euro 9.403 milioni

Non essendo presenti (e quindi tanto meno esercitati) piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2015 (così come al 31 dicembre 2014) 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 2015, 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 risultavano 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 25,50% del capitale sociale), Norges Bank (con il 2,018% del capitale sociale; partecipazione che è scesa sotto il 2% a decorrere dall'8 gennaio 2016) e CNP Assurances (con il 2,87% del capitale sociale, posseduto alla data del 23 giugno 2015 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve – Euro 3.352 milioni

Riserva per 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 (1.956) milioni

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 635 milioni di euro, è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di Cash flow hedge – Euro (1.341) milioni

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 405 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita – Euro 130 milioni

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Su tale riserva non vi è effetto fiscale cumulato, tenuto conto del regime fiscale dei paesi in cui tali strumenti finanziari sono detenuti.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto – Euro (54) 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. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 13 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti

– Euro (551) 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. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 83 milioni di euro.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo – Euro (2.115) 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;

- > la cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis;
- > la 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.

La variazione del periodo, negativa per 2 milioni di euro, si riferisce al saldo netto tra la minusvalenza registrata per effetto dell'esercizio della bonus share da parte degli azionisti minoritari di Endesa che ha comportato una cessione dello 0,04% della stessa ed il provento relativo alla cessione di quote di minoranza di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Riserva da acquisizioni su “non controlling interest” – Euro (196) 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, Electrica Cabo Blanco, Coelce, Generandes Perú, Enersis ed Endesa Latinoamérica). La variazione del periodo, negativa per 3 milioni di euro, è relativa alla differenza tra il prezzo di acquisto e la relativa quota di patrimonio netto acquisito dalle minoranze azionarie di Energia Eolica.

Utili e perdite accumulate - Euro 19.621 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 31.12.2014			Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Variazioni			al 31.12.2015				
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui Terzi		Rilasciate a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui Terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui Terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(3.112)	(1.321)	(1.791)	(1.743)	-	-	(1.743)	(635)	(1.108)	(4.855)	(1.956)	(2.899)
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di Cash flow hedge	(2.056)	(1.806)	(250)	29	101	229	359	465	(106)	(1.697)	(1.341)	(356)
Riserva da valutazione degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	104	105	(1)	25	-	-	25	25	-	129	130	(1)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(73)	(74)	1	23	8	(2)	29	20	9	(44)	(54)	10
Rimisurazione delle passività (attività) nette per benefici ai dipendenti	(872)	(671)	(201)	344	-	(160)	184	120	64	(688)	(551)	(137)
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(6.009)	(3.767)	(2.242)	(1.322)	109	67	(1.146)	(5)	(1.141)	(7.156)	(3.772)	(3.383)

32.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
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
Dividendi pagati nel 2015:		
-Dividendi relativi al 2014	1.316	0,14
-Acconto sul dividendo 2015	-	-
-Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2015	1.316	0,14

Il dividendo dell'esercizio 2015, pari a euro 0,16 per azione, per un ammontare complessivo di 1.627 milioni di euro, verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 26 maggio 2016 in unica convocazione. Il presente bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2015.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholders ed 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 tal 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 2015.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2015 e 2014 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Posizione finanziaria non corrente	44.872	48.655	(3.783)
Posizione finanziaria corrente netta	(4.992)	(8.571)	3.579
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.335)	(2.701)	366
Indebitamento finanziario netto	37.545	37.383	162
Patrimonio netto di Gruppo	32.376	31.506	870
Interessenze di terzi	19.375	19.639	(264)
Patrimonio netto	51.751	51.145	606
Indice debt/equity	0,73	0,73	-

32.3 Interessenze di terzi – Euro 19.375 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per Divisione.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di Terzi	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Gruppo Endesa	6.742	6.648	280	116
Gruppo Enel Latinoàmerica	8.052	8.690	1.032	464
Gruppo EIH	803	1.134	(275)	31
Gruppo Slovenske	386	385	(3)	(523)
Gruppo EGP	3.392	2.782	142	167
Totale	19.375	19.639	1.176	255

33. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Finanziamenti a lungo termine	44.872	48.655	5.733	5.125
Finanziamenti a breve termine	-	-	2.155	3.252
Totale	44.872	48.655	7.888	8.377

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 41 “Strumenti finanziari”

34. Benefici ai dipendenti – Euro 2.284 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto” di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico (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 “Benefici pensionistici” accoglie per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici 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 benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro;
- > la voce “Sconto energia” accoglie benefici relativi alla fornitura di energia elettrica afferenti le società estere. Per quanto riguarda l'Italia, infatti, tale beneficio - assegnato fino alla fine del 2015 ai soli dipendenti in stato di quiescenza - è stato revocato unilateralmente;
- > la voce “Assistenza sanitaria” accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- > la voce “Altri benefici” 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 ad un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Per quanto concerne l'estero si segnalano per significatività i piani per benefici pensionistici 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 benefici 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, 2 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 benefici 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, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefici 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 2015 e al 31 dicembre 2014 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

	Benefici pensionistici	Sconto	Piani medici	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto	Piani medici	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITA' ATTUARIALE										
Passività attuariale ad inizio esercizio	2.458	1.927	223	263	4.871	2.366	1.848	209	362	4.785
Costo normale	24	6	5	54	89	17	6	4	48	75
Oneri finanziari	106	41	10	8	165	125	60	11	10	206
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	1	-	-	-	1	1	1	-	1	3
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	(124)	(66)	(8)	4	(194)	270	173	9	(7)	445
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	10	(196)	2	4	(180)	(24)	(39)	5	(17)	(75)
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(43)	-	-	(5)	(48)	(4)	(36)	(2)	(24)	(66)
(Utili)/Perdite derivanti da settlements	1	(902)	-	-	(901)	8	-	-	-	8
(Utili)/Perdite su cambi	(157)	(1)	(17)	(6)	(181)	(4)	-	(1)	(18)	(23)
Contributi versati dalla società	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Erogazioni	(154)	(88)	(13)	(39)	(294)	(237)	(88)	(13)	(89)	(427)
Altri movimenti	4	3	-	2	9	5	2	1	(2)	6
Passività classificata per la vendita	(1)	-	-	-	(1)	(66)	-	-	(1)	(67)
Passività attuariale a fine esercizio (A)	2.126	724	202	285	3.337	2.458	1.927	223	263	4.871
VARIAZIONI NELLE ATTIVITA' AL SERVIZIO DEI PIANI										
Fair value dei plan assets ad inizio esercizio	1.252	-	-	-	1.252	1.187	-	-	-	1.187
Proventi finanziari	68	-	-	-	68	82	-	-	-	82
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(30)	-	-	-	(30)	28	-	-	-	28
(Utili)/Perdite su cambi	(125)	-	-	-	(125)	4	-	-	-	4
Contributi versati dalla società	98	88	13	24	223	186	88	13	22	309
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	1	1	-	-	-	1
Erogazioni	(154)	(88)	(13)	(24)	(279)	(237)	(88)	(13)	(22)	(360)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value dei plan assets a fine esercizio (B)	1.110	-	-	-	1.110	1.251	-	-	-	1.251
EFFETTO DELL'ASSET CEILING										
Asset ceiling ad inizio esercizio	68	-	-	-	68	58	-	-	-	58
Proventi finanziari	5	-	-	-	5	7	-	-	-	7
Cambi nell'asset ceiling	2	-	-	-	2	2	-	-	-	2
(Utili)/Perdite su cambi	(18)	-	-	-	(18)	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asset ceiling a fine esercizio (C)	57	-	-	-	57	67	-	-	-	67
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	1.073	724	202	285	2.284	1.274	1.927	223	263	3.687

Milioni di euro

	2015	2014
(Utili)/perdite a conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	(5)	(26)
Oneri finanziari netti	102	131
(Utili)/Perdite derivanti da settlements	(901)	8
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	46	34
Altri movimenti	1	7
Totale	(757)	154

Milioni di euro

	2015	2014
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	30	(28)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	(374)	366
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	2	2
Altri movimenti	(2)	-
Totale	(344)	340

La variazione nel costo rilevato a conto economico è principalmente attribuibile alla cancellazione (con decorrenza fine dicembre 2015), per le sole società italiane, del piano di sconto energia, che ha comportato il rilascio della relativa passività.

In aggiunta, le disposizioni integrative previste negli accordi sindacali attuativi del nuovo piano art. 4 emesso a dicembre 2015, ha determinato l'adeguamento della passività associata ad altri piani per benefici a dipendenti, con un effetto positivo rilevato come costo relativo a prestazione di lavoro passate, pari a 48 milioni di euro.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività, interamente riferibili al Gruppo Enersis e al Gruppo Endesa, al servizio dei piani pari a 1.110 milioni di euro al 31 dicembre 2015.

La composizione di tali attività è sintetizzabile come di seguito:

	2015	2014
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	4%	5%
Titoli a reddito fisso	25%	29%
Investimenti immobiliari	4%	5%
Altro	1%	-
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	67%	61%
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
	2015				2014			
Tasso di attualizzazione	-	-	-	-	-	-	-	-
Tasso di inflazione	1,60%	2,00%	-	-	1,60%	2,30%	-	-
Tasso di incremento delle retribuzioni	-	2,00%	-	-	-	2,30%	-	-
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,60%	3,20%	-	-	2,60%	3,50%	-	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	2,54%	-	-	-	2,06%	12,52%	-

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.

	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Piani medici	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto elettricità	Piani medici	Altri benefici
	al 31.12.2015				al 31.12.2014			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	131	60	12	4	156	58	11	5
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(116)	(54)	(12)	(10)	(134)	(120)	(13)	(6)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	33	59	8	4	31	137	8	5
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(26)	(38)	(9)	(7)				
Incremento 0,5% delle retribuzioni	8	-	-	2	27	-	-	7
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	11	-	-	(3)	52	-	-	-
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	20	-	-	-	24	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	47	24	3	(2)	17	81	11	1

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 16 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti:

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Entro 1 anno	201	265
tra 1 -2 anni	211	257
tra 2 -5 anni	601	801
Oltre 5 anni	944	1.406

35. Fondi rischi e oneri – Euro 6.822 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015		al 31.12.2014	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi				
- decommissioning nucleare	528	-	566	1
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	611	11	594	5
- contenzioso legale	762	47	810	40
- oneri per certificati ambientali	-	19	-	43
- oneri su imposte e tasse	290	20	309	7
- altri	819	1.062	693	581
Totale	3.010	1.159	2.972	677
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.182	471	1.079	510
TOTALE	5.192	1.630	4.051	1.187

Milioni di euro			Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	
al 31.12.2014										al 31.12.2015
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:										
- decommissioning nucleare	567	-	-	-	-	8	-	-	(47)	528
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	599	14	(28)	(26)	9	(4)	(3)	61	622	
- contenzioso legale	850	231	(140)	(101)	41	-	(51)	(21)	809	
- oneri per certificati ambientali	43	18	(38)	(4)	-	-	-	-	19	
- oneri su imposte e tasse	316	43	(11)	(34)	6	(1)	(5)	(4)	310	
- altri	1.274	683	4	(209)	33	1	(47)	142	1.881	
Totale	3.649	989	(213)	(374)	97	(4)	(106)	131	4.169	
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.589	1.630	(52)	(526)	15	-	-	(3)	2.653	
TOTALE	5.238	2.619	(265)	(900)	112	(4)	(106)	128	6.822	

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2015 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. 1349/03 e della legge n. 24/05. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'iter di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleare. 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) e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

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. Il saldo dei contenziosi legali è prevalentemente riferibile alle società di distribuzione in Brasile (135 milioni di euro) e a quelle in Spagna (154 milioni di euro) e si riferisce soprattutto a contenziosi legati alla qualità del servizio, vertenze con i dipendenti, o controversie sorte con i clienti finali.

La variazione dell'anno risente essenzialmente dell'andamento di alcune vertenze, in particolare in Spagna, sorte a seguito di procedimenti disciplinari nell'ambito della distribuzione e per controversie con i fornitori (110 milioni di euro). A questi si aggiungono i maggiori accantonamenti per contenziosi legali in Brasile (41 milioni di euro). Il saldo di tale fondo nonostante gli accantonamenti del periodo si riduce, prevalentemente, per effetto dei rilasci a conto economico e degli utilizzi soprattutto di Endesa Distribucion e delle società brasiliane.

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, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni o oneri di varia natura. In particolare, nel corso del 2015 la voce si incrementa significativamente a seguito dell'accantonamento delle società italiane dell'onere per il ristoro accordato una tantum agli ex dipendenti in pensione, complessivamente stimato in 328 milioni, a seguito dell'unilaterale decisione del Gruppo di revocare il beneficio relativo allo sconto energia; dell'accantonamento di 92 milioni di euro di Enel Re a fronte dei possibili oneri relativi agli indennizzi assicurativi e dell'accantonamento relativo all'abbandono del progetto Girabolhos da parte di Hidromondego per 46 milioni di euro.

Gli "altri movimenti" includono, per un ammontare di 142 milioni di euro, gli oneri ambientali da sostenere per la realizzazione della centrale colombiana di El Quimbo portati a diretto incremento del valore dell'asset.

Si evidenzia inoltre che nel saldo degli altri fondi rischi e oneri confluisce, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente ed a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili

(“ICI”) e di Imposta Municipale Unica (“IMU”) 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 incentivi 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’articolo 4, commi 1-7ter, della Legge n. 92/2012 (c.d. “Legge Fornero”). Nel mese di dicembre 2015, in Italia è stato sottoscritto un nuovo accordo ex art. 4 della “Legge Fornero” che prevede l’uscita di circa 6.100 dipendenti nel periodo 2016-2020 ed ha comportato un accantonamento ulteriore, a tale fondo, di circa 1.196 milioni di euro. Inoltre, si segnala che nel corso del 2015 è stato integrato l’”Acuerdo de Salida Voluntaria”, promosso in Spagna già dal 2014, comportando un ulteriore accantonamento di circa 390 milioni di euro (per circa 612 dipendenti). Si ricorda, infatti, che tale accordo “ASV” è stato adottato come meccanismo di incentivazione in Spagna 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 aveva 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 per i dipendenti rientranti nel Piano. L’ammontare accantonato lo scorso anno era di 349 milioni di euro a fronte di 473 dipendenti.

36. Altre passività non correnti – Euro 1.549 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Ratei e risconti passivi operativi	966	952	14	1,5%
Altre partite	583	512	71	13,9%
Totale	1.549	1.464	85	5,8%

La voce al 31 dicembre 2015 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici.

37. Debiti commerciali – Euro 11.775 milioni

La voce, pari a 11.775 milioni di euro (13.419 milioni di euro nel 2014), 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 11.261 milioni di euro (12.923 milioni di euro nel 2014) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 514 milioni di euro (496 milioni di euro nel 2014).

38. Altre passività finanziarie correnti – Euro 1.063 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Passività finanziarie differite	957	1.063	(106)	-10,0%
Altre partite	106	114	(8)	-7,0%
Totale	1.063	1.177	(114)	-9,7%

La voce “Passività finanziarie differite” fa riferimento a ratei passivi su prestiti obbligazionari e mostra un sostanziale allineamento rispetto all’anno precedente.

39. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 37.545 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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Finanziamenti a lungo termine	41	44.872	48.655	(3.783)	-7,8%
Finanziamenti a breve termine	41	2.155	3.252	(1.097)	-33,7%
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	41	5.733	5.125	608	11,9%
Attività finanziarie non correnti incluse nell’indebitamento	24	(2.335)	(2.701)	366	-13,6%
Attività finanziarie correnti incluse nell’indebitamento	28	(2.241)	(3.860)	1.619	-41,9%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(10.639)	(13.088)	2.449	-18,7%
Totale		37.545	37.383	162	0,4%

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014, 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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Denaro e valori in cassa	582	758	(176)	-23,2%
Depositi bancari e postali	10.057	12.330	(2.273)	-18,4%
Titoli	1	140	(139)	-
Liquidità	10.640	13.228	(2.588)	-19,6%
Crediti finanziari a breve termine	1.324	1.977	(653)	-33,0%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	147	177	(30)	-16,9%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	769	1.566	(797)	-50,9%
Crediti finanziari correnti	2.240	3.720	(1.480)	-39,8%
Debiti verso banche	(180)	(30)	(150)	-
Commercial paper	(213)	(2.599)	2.386	91,8%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(844)	(824)	(20)	-2,4 %
Quota corrente debiti per obbligazioni e emesse	(4.570)	(4.056)	(514)	-12,7%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(319)	(245)	(74)	-30,2%
Altri debiti finanziari correnti	(1.762)	(623)	(1.139)	-
Totale debiti finanziari correnti	(7.888)	(8.377)	489	5,8%
Posizione finanziaria corrente netta	4.992	8.571	(3.579)	-41,8%
Debiti verso banche e istituti finanziari	(6.863)	(7.022)	159	2,3%
Obbligazioni	(35.987)	(39.749)	3.762	9,5%
Debiti verso altri finanziatori	(2.022)	(1.884)	(138)	-7,3%
Posizione finanziaria non corrente	(44.872)	(48.655)	3.783	7,8%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(39.880)	(40.084)	204	0,5%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.335	2.701	(366)	-13,6%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(37.545)	(37.383)	(162)	-0,4%

Si precisa che, relativamente a tali voci, non vi sono rapporti con parti correlate.

40. Altre passività correnti – Euro 11.222 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Debiti diversi verso clienti	1.567	1.599	(32)	-2,0%
Debiti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici	4.879	4.005	874	21,8%
Debiti verso il personale	459	496	(37)	-7,5%
Debiti tributari diversi	990	887	103	11,6%
Debiti verso istituti di previdenza	216	216	-	-
Contingent consideration	36	46	(10)	-21,7 %
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	793	789	4	0,5%
Ratei e risconti passivi correnti	294	285	9	3,2%
Debiti per acquisto partecipazioni	-	33	(33)	-
Passività per lavori in corso	347	317	30	9,5%
Altri	1.641	2.154	(513)	-23,8%
Totale	11.222	10.827	395	3,6%

I “Debiti diversi verso clienti” accolgono depositi cauzionali per 1.066 milioni di euro (1.096 milioni di euro al 31 dicembre 2014) relativi a importi ricevuti dai clienti in Italia in forza del contratto di somministrazione dell’energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull’utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i dodici mesi.

I “Debiti verso casse conguaglio-gestori di mercato e di servizi energetici” includono i debiti relativi all’applicazione dei meccanismi di perequazione sull’acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 3.439 milioni di euro (2.449 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e sul mercato spagnolo per 1.392 milioni di euro (1.556 milioni di euro al 31 dicembre 2014), mentre la parte residuale si riferisce all’America Latina. L’incremento di tale voce è principalmente da ascrivere alla diversa modalità di determinazione di alcune componenti tariffarie (A e UC) da versare da Enel Distribuzione.

La voce “Contingent considerations” 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 2015 include il debito relativo a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un importo complessivo di 778 milioni di euro (stesso importo nel 2014).

I “Debiti per acquisto partecipazioni” si riferivano, nel 2014, a quote residue da saldare relative all’acquisto di alcune società in Nord America.

41. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della società.

41.1 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	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Finanziamenti e crediti	41.1.1	2.173	2.522	25.676	28.830
Attività finanziarie disponibili per la vendita	41.1.2	868	882	-	140
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	41.1.3	117	139	1	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico:					
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	41.1.4	45	40	-	-
Derivati attivi al FVTPL	41.1.5	13	5	4.466	4.930
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		58	45	4.466	4.930
Derivati attivi designati come strumenti di copertura:					
Derivati di fair value hedge	41.1.5	46	55	-	-
Derivati di cash flow hedge	41.1.5	2.284	1.275	607	570
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		2.330	1.330	607	570
TOTALE		5.546	4.918	30.750	34.470

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 45 “Attività misurate al fair value”.

41.1.1 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	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014		al 31.12.2015	al 31.12.2014
Disponibilita' liquide e Mezzi equivalenti	30	-	-	30	10.639	13.088
Crediti Commerciali	27	-	-	27	12.797	12.022
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine	28	-	-	28	769	1.566
Crediti per factoring	28	-	-	28	147	177
Cash collateral	28	-	-	28	1.020	1.654
Altri crediti finanziari	24	2.173	2.522	28	304	323
Totale		2.173	2.522		25.676	28.830

I crediti commerciali verso clienti al 31 dicembre 2015 ammontano a 12.797 milioni di euro (12.022 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a 2.085 milioni di euro alla fine dell'anno a fronte di un saldo di apertura pari a 1.662 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali:

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Crediti commerciali		
Importo lordo	14.882	13.684
Fondo svalutazione crediti	(2.085)	(1.662)
Valore netto	12.797	12.022

La tabella seguente indica le movimentazioni dei fondi svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 1.1.2014	1.472
Accantonamenti	864
Utilizzi	(529)
Rilasci a Conto Economico	(120)
Altre variazioni	(25)
Saldo di chiusura al 31.12.2014	1.662
Saldo di apertura al 1.1.2015	1.662
Accantonamenti	992
Utilizzi	(546)
Rilasci a Conto Economico	(178)
Altre variazioni	155
Saldo di chiusura al 31.12.2015	2.085

Si precisa che nella nota 42 “Gestione del rischio” sono fornite informazioni aggiuntive riguardo l’ageing dei crediti scaduti ma non svalutati.

41.1.2 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	al 31.12.2015	al 31.12.2014	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Partecipazioni altre imprese	24	237	213	24	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	28.1	-	-	28.1	-	140
Accordi per servizi in concessione	24	631	669		-	-
Totale		868	882		-	140

Movimentazione delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2015	882	140
Incrementi	129	-
Decrementi	(51)	(140)
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	16	-
Riclassifiche	85	-
Altre variazioni	(193)	-
Saldo di chiusura al 31.12.2015	868	-

41.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

Al 31 dicembre 2015 le attività finanziarie detenute sino a scadenza ammontano a 117 milioni di euro, in diminuzione di 22 milioni rispetto all’esercizio precedente. Nello specifico la voce si riferisce a titoli detenuti tra le attività non correnti dalla società Enel Insurance.

41.1.4 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 31.12.2015	al 31.12.2014	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati al FVTPL	41.4	13	5	41.4	4.466	4.930
Investimenti finanziari in fondi		45	40		-	-
Totale attività finanziarie designate al fair value alla rilevazione iniziale (fair value option)		45	40		-	-
TOTALE		58	45		4.466	4.930

41.1.5 Derivati attivi

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota 44 “Derivati e hedge accounting”.

41.2 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	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	41.2.1	44.872	48.655	19.663	21.796
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico:					
Derivati passivi al FVTPL	41.4	41	35	4.734	4.971
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		41	35	4.734	4.971
Derivati passivi designati come strumenti di copertura:					
Derivati di fair value hedge	41.4	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	41.4	1.477	2.406	775	470
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		1.477	2.406	775	470
TOTALE		46.390	51.096	25.172	27.237

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota 46 “Passività misurate al fair value”.

41.2.1 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	al 31.12.2015	al 31.12.2014	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Finanziamenti a lungo termine	41	44.872	48.655	41	5.733	5.125
Finanziamenti a breve termine	41	-	-	41	2.155	3.252
Debiti Commerciali	37	-	-	37	11.775	13.419
Totale		44.872	48.655		19.663	21.796

41.3 Finanziamenti

41.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 50.605 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, mentre per quelli 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 che segue viene esposta la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2015 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
	al 31.12.2015					al 31.12.2014					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	30.250	29.809	3.351	26.458	34.897	32.155	31.897	2.561	29.336	37.847	(2.088)
- tasso variabile quotate	4.098	4.076	1.155	2.921	4.190	5.722	5.692	1.432	4.260	5.982	(1.616)
- tasso fisso non quotate	5.479	5.436	-	5.436	6.186	4.926	4.885	-	4.885	5.808	551
- tasso variabile non quotate	1.236	1.236	64	1.172	1.193	1.331	1.331	63	1.268	1.263	(95)
Totale obbligazioni	41.063	40.557	4.570	35.987	46.466	44.134	43.805	4.056	39.749	50.900	(3.248)
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	1.169	1.147	137	1.010	1.256	945	926	47	879	1.170	221
- tasso variabile	6.555	6.529	707	5.822	6.812	6.861	6.839	708	6.131	7.026	(310)
- uso linee di credito revolving	31	31	-	31	31	81	81	69	12	70	(50)
Totale finanziamenti bancari	7.755	7.707	844	6.863	8.099	7.887	7.846	824	7.022	8.266	(139)
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	2.012	2.012	250	1.762	2.012	1.723	1.723	186	1.537	1.824	289
- tasso variabile	329	329	69	260	341	406	406	59	347	420	(77)
Totale finanziamenti non bancari	2.341	2.341	319	2.022	2.353	2.129	2.129	245	1.884	2.244	212
Totale finanziamenti a tasso fisso	38.910	38.404	3.738	34.666	44.351	39.749	39.431	2.794	36.637	46.649	(1.027)
Totale finanziamenti a tasso variabile	12.249	12.201	1.995	10.206	12.567	14.401	14.349	2.331	12.018	14.761	(2.148)
TOTALE	51.159	50.605	5.733	44.872	56.918	54.150	53.780	5.125	48.655	61.410	(3.175)

Il saldo delle obbligazioni è relativo, al netto dell'importo di 808 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 detiene obbligazioni emesse da Enel SpA per un importo complessivo di 15 milioni di euro. Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile		Saldo contabile		Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	Valore nominale	Valore nominale	al 31.12.2014	al 31.12.2015		
	al 31.12.2015		al 31.12.2014		al 31.12.2015	
Euro	31.059	31.433	35.221	35.424	3,8%	4,1%
Dollaro USA	9.552	9.636	8.485	8.559	6,3%	6,6%
Sterlina inglese	5.775	5.845	5.437	5.508	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.358	1.358	1.663	1.663	9,5%	9,5%
Real brasiliano	875	880	1.149	1.157	14,8%	15,1%
Franchi svizzeri	534	535	606	607	3,1%	3,1%
Peso cileno / UF	445	456	458	470	10,4%	12,6%
Sol peruviano	410	410	363	363	6,3%	6,3%
Rublo russo	124	124	69	69	12,1%	12,1%
Yen giapponese	240	240	237	238	2,4%	2,5%
Altre valute	233	242	92	92		
Totale valute non euro	19.546	19.726	18.559	18.726		
Totale	50.605	51.159	53.780	54.150		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 987 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente alle nuove emissioni in dollari statunitensi da parte delle società operanti nelle energie rinnovabili negli Stati Uniti ed in America Latina, nonché alle differenze di cambio negative verificatesi durante l'esercizio.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Movim. obbligaz. proprie	Variaz. perimetro di consolid.	Operaz. Exchange	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Riclassifica	Valore nominale
								alle attività/passività possedute per la vendita	
	al								al
	31.12.2014								31.12.2015
Obbligazioni	44.134	(4.065)	(31)	-	33	172	820	-	41.063
Finanziamenti bancari	7.887	(1.035)	-	55	-	901	(53)	-	7.755
Debiti verso altri finanziatori	2.129	(372)	-	160	-	401	23	-	2.341
Totale indebitamento finanziario	54.150	(5.472)	(31)	215	33	1.474	790	-	51.159

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2015 registra una riduzione di 2.991 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, a fronte di rimborsi per 5.472 milioni di euro, i cui effetti sono parzialmente compensati da nuove emissioni per 1.474 milioni di euro, differenze negative di cambio per 790 milioni di euro, e alla variazione

dell'area di consolidamento per 215 milioni di euro; tale ultima variazione si riferisce sostanzialmente all'acquisizione di alcune società operanti nella generazione rinnovabile negli Stati Uniti che avevano sottoscritto in precedenza accordi di tax partnership.

I principali rimborsi effettuati nel corso del 2015 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 4.065 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 1.035 milioni di euro nonché a debiti verso altri finanziatori per 372 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2015 si segnalano:

- > un prestito obbligazionario (1.000 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di gennaio 2015;
- > un prestito obbligazionario (1.300 milioni di euro) a tasso variabile emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di gennaio 2015;
- > un prestito obbligazionario (1.195 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di giugno 2015;
- > prestiti obbligazionari (per un controvalore di 333 milioni di euro) emessi da alcune società latino americane, scaduti nel corso del 2015.

I principali rimborsi dei finanziamenti bancari effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

- > 147 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa, di cui 66 milioni relativi a finanziamenti agevolati;
- > 338 milioni di euro relativi al rimborso dei finanziamenti agevolati da parte di Enel Produzione ed Enel Distribuzione;
- > un controvalore di 170 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari di società appartenenti alla Region Latam;
- > un controvalore di 267 milioni relativi a finanziamenti di società appartenenti al gruppo Enel Green Power;
- > un controvalore di 104 milioni di euro relativi a finanziamenti di Enel Russia.

I principali rimborsi dei finanziamenti non bancari effettuati nell'esercizio sono relativi a:

- > un controvalore di 166 milioni di euro di finanziamenti appartenenti alla Region Latam
- > un controvalore di 124 milioni di euro di finanziamenti di Enel Green Power North America;

Si segnala che nel corso del mese di gennaio 2015, a seguito di un'offerta di scambio non vincolante, la controllata Enel Finance International ha posto in essere un'operazione di riacquisto e contestuale riemissione di un'obbligazione senior a tasso fisso con scadenza gennaio 2025 ("Exchange offer"). L'importo scambiato (1.429 milioni di euro) e quello rimesso (1.462 milioni) hanno generato un afflusso netto di cassa pari a 33 milioni di euro. Si segnala che da un punto di vista contabile, tenuto conto anche delle caratteristiche degli strumenti scambiati e dei limiti quantitativi fissati dal principio contabile di riferimento, l'operazione di exchange offer non ha comportato l'estinzione della passività finanziaria pre-esistente. Poiché la sottoscrizione dell'offerta di scambio non vincolante è avvenuta solo da parte di alcuni degli obbligazionisti, le pre-esistenti emissioni rimangono ancora collocate sul mercato per un valore nozionale complessivo di 4.114 milioni di euro e con scadenze comprese tra il 2016 e il 2021.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2015 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 172 milioni di euro, a finanziamenti bancari per 901 milioni di euro nonché a debiti verso altri finanziatori per 401 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2015:

	Emittente	Data di emissione	Importo in euro milioni	Valuta di emissione	Tasso d'interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni:							
Local Bond	EDELNOR	16/07/2015	19	PEN	6,12%	Tasso fisso	16/07/2019
Local Bond	Enel Russia	04/06/2015	62	RUR	12,10%	Tasso fisso	31/05/2018
Local Bond	Enel Russia	02/10/2015	62	RUR	12,10%	Tasso fisso	29/09/2018
Totale obbligazioni			143				
Finanziamenti bancari:							
	Enel Green Power Chile	29/01/2015	69	USD	USD LIBOR 6M + 265 bp	Tasso variabile	03/12/2021
	Enel Green Power Rsa	01/04/2015	11	ZAR	JIBAR 6M + 125 bp	Tasso variabile	30/06/2032
	Enel Green Power Rsa	01/04/2015	35	ZAR	JIBAR 6M + 270 bp	Tasso variabile	30/06/2022
	Enel Green Power Rsa	27/08/2015	30	EUR	EURIBOR 6M + 115 bp	Tasso variabile	30/06/2029
	Endesa	25/09/2015	300	EUR	EURIBOR 3M + 46,4 bp	Tasso variabile	25/09/2027
Totale finanziamenti bancari			445				
Finanziamenti non bancari:							
	Enel Green Power North America	23/12/2015	80	USD	7,50%	Tasso fisso	23/12/2025
	Enel Green Power North America	18/12/2015	190	USD	7,57%	Tasso fisso	18/12/2025
Totale finanziamenti non bancari			270				

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2015 si evidenziano:

- > in data 11 febbraio 2015 Enel SpA ha rinegoziato la linea di credito rotativa dell'importo di circa 9,4 miliardi di euro, stipulata in data 11 febbraio 2013, riducendone il costo e estendendone la durata fino al 2020 rispetto alla scadenza originale prevista per aprile 2018. La linea non risulta utilizzata al 31 dicembre 2015;
- > in data 16 luglio 2015 è stata siglata una linea di credito di 450 milioni di euro, tra Enel SpA e Unicredit di durata 60 mesi, per sostituire la linea di 400 milioni di euro con scadenza luglio 2016. La linea non risulta utilizzata al 31 dicembre 2015;
- > nel corso dell'anno, Endesa ha rinegoziato parte delle sue linee di credito per un totale di 300 milioni di euro.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati, in particolare, dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi") e dai finanziamenti concessi dalle banche e da altri istituti finanziari (tra cui la Banca Europea per gli Investimenti e Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.).

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global Medium Term Notes di (i) Enel ed Enel Finance International N.V. e di (ii) Endesa Capital S.A. ed International Endesa B.V. possono essere riassunti come segue:

- > clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente ed il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o pro quota ai prestiti obbligazionari in questione;
- > clausole di "pari passu", in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di "seniority" degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;

- > clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel possono essere riassunti come segue:

- > clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente ed ha un livello di “seniority” pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di “equity”;
- > divieto di fusione con un'altra società e divieto 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 nei contratti di finanziamento di Enel ed Enel Finance International N.V. e delle altre società del Gruppo possono essere riassunti come segue:

- > clausole di “negative pledge”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante sono soggetti a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni o attività, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- > clausole sulle “disposals”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante non possono compiere atti di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;
- > clausole di “pari passu”, in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di “seniority” degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;
- > clausole di “change of control” del debitore e, in alcuni casi, del garante che potrebbero dare luogo alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni dei finanziamenti o al rimborso anticipato obbligatorio dei prestiti concessi;
- > clausole di “rating”, che prevedono il mantenimento del rating del debitore o del garante al di sopra di determinati livelli;
- > clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o, in alcuni casi, del garante, si verifica anche un inadempimento sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli “events of default” tipici della prassi internazionale, quali, ad esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti dei soggetti obbligati o a carico delle loro società controllate.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di Enel Distribuzione, in relazione ad alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa Enel Distribuzione e Cassa Depositi e Prestiti, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Inoltre, molti di questi accordi contengono anche clausole di cross-acceleration al verificarsi di determinati eventi, talune azioni governative, atti di insolvenza ed espropri giudiziari 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.

La seguente tabella mostra gli effetti sul debito lordo a lungo termine a seguito delle coperture effettuate al fine di mitigare il rischio di tasso di cambio

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta post copertura

	al 31.12.2015						al 31.12.2014					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura		Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%		Saldo contabile	Valore nominale	%	Saldo contabile	Valore nominale		%	
Euro	31.059	31.433	61,4%	12.770	44.203	86,4%	35.221	35.424	65,4%	11.787	47.211	87,2%
Dollaro USA	9.552	9.636	18,8%	(6.660)	2.976	5,8%	8.485	8.559	15,8%	(5.972)	2.587	4,8%
Sterlina inglese	5.775	5.845	11,4%	(5.845)	-	-	5.437	5.508	10,2%	(5.508)	-	-
Peso colombiano	1.358	1.358	2,7%	57	1.415	2,8%	1.663	1.663	3,1%	-	1.663	3,1%
Real brasiliano	875	880	1,7%	28	908	1,8%	1.149	1.157	2,1%	-	1.157	2,1%
Franchi svizzeri	534	535	1,0%	(535)	-	-	606	607	1,1%	(607)	-	-
Peso cileno / UF	445	456	0,9%	230	686	1,3%	458	470	0,9%	206	676	1,2%
Sol peruviano	410	410	0,8%	(58)	352	0,7%	363	363	0,7%	-	363	0,7%
Rublo russo	124	124	0,2%	235	359	0,7%	69	69	0,1%	332	401	0,7%
Yen giapponese	240	240	0,5%	(240)	-	-	237	238	0,4%	(238)	-	-
Altre valute	233	242	0,5%	18	260	0,5%	92	92	0,2%	-	92	0,2%
Totale Valute non euro	19.546	19.726	38,6%	(12.770)	6.956	13,6%	18.559	18.726	34,6%	(11.787)	6.939	12,8%
Totale	50.605	51.159	100,0%	-	51.159	100,0%	53.780	54.150	100,0%	-	54.150	100,0%

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	2015				2014			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	Ante copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	14.405	27,0%	11.055	20,7%	17.656	30,8%	13.396	23,3%
Tasso fisso	38.910	73,0%	42.260	79,3%	39.749	69,2%	44.009	76,7%
Totale	53.315		53.315		57.405		57.405	

Al 31 dicembre 2015, il 27% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (31% al 31 dicembre 2014). 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 2015 risulta pari a 21% dell'indebitamento finanziario (23% al 31 dicembre 2014). 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 79% rispetto all'esposizione (77% coperto al 31 dicembre 2014).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di Risk Management.

41.3.2 Finanziamenti a breve termine – Euro 2.155 milioni

Al 31 dicembre 2015 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 2.155 milioni di euro, registrando un decremento di 1.097 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
	Debiti verso banche a breve termine	180	30
Commercial paper	213	2.599	(2.386)
Cash collateral e altri finanziamenti su derivati	1.698	457	1.241
Altri debiti finanziari a breve termine	64	166	(102)
Indebitamento finanziario a breve	2.155	3.252	(1.097)

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 180 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2015 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 International Endesa BV per un importo complessivo di 3.000 milioni di euro e di Enersis per un importo complessivo di 400 milioni di dollari statunitensi pari a 367 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2015 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 213 milioni di euro, dei quali 96 milioni di euro in capo a Enel Finance International, e 117 milioni di euro in capo a International Endesa BV.

41.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla nota 44 “Derivati e hedge accounting”.

41.5 Utili (perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divise per categoria di strumento finanziario, ad esclusione dei derivati:

Milioni di euro	2015	
	Utili (perdite) netti	di cui: Impairment/ Ripristini di impairment
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value	-	
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al costo ammortizzato	8	
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	7	
Finanziamenti e altri crediti	149	
Attività finanziarie al FVTPL:		
Attività finanziarie detenute per la negoziazione	-	
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	5	
Totale attività finanziarie al FVTPL	5	
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(3.900)	
Passività finanziarie al FVTPL:		
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	
Totale passività finanziarie al FVTPL	-	

Per maggiori dettagli sugli utili (perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 10 “Proventi/oneri finanziari da derivati”.

42. Gestione del Rischio

Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto ad 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 ed 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/Global 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 attesi o il fair value relativi ad attività e passività, finanziarie e non finanziarie, 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 ed il rischio tasso di cambio derivano principalmente dalla presenza di strumenti finanziari.

Le principali passività finanziarie detenute dalla Società, comprendono i prestiti obbligazionari, i finanziamenti bancari, i debiti verso altri finanziatori, le commercial paper, i derivati, 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, detenute dalla Società comprendono i crediti finanziari, i crediti per factoring, i derivati, i depositi in denaro forniti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), le disponibilità liquide ed 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 tra essi 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 di monitorare e approfondire la conoscenza dei mercati di maggiore interesse.

La struttura organizzativa adottata 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 presidiano 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 2015 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

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 finanziari 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”.

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 ed 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 del 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. 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 che 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 2015 e del 31 dicembre 2014 il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2015	2014
Da variabile a fisso Interest rate swap	10.910	5.043
Da fisso a variabile Interest rate swap	853	889
Da fisso a fisso Interest rate swap	0	100
Da variabile a variabile Interest rate swap	180	180
Interest rate option	50	50
Totale	11.993	6.262

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla nota 44 “Derivati e hedge accounting”.

Analisi di sensitività del tasso d’interesse

Il Gruppo effettua l’analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.

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 ed 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 segue:

Milioni di euro		2015			
		Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variatione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	28	(28)	-	-
Variatione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	7	(7)	-	-
Variatione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
Cash flow hedge	25	-	-	183	(183)
Fair value hedge	25	(8)	8	-	-

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 dalle 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 subsidiaries;
- > 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.

Le fonti di esposizione al rischio di cambio non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio. Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 41 "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 ed 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, ad una determinata data futura e ad 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 ed 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 tassi osservati in un determinato periodo.

I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti ed una a termine) che prevedono lo scambio di flussi di capitale denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2015 e del 31 dicembre 2014, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2015	2014
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	15.812	14.801
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	4.334	4.942
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	4.330	3.552
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	-	148
Contratti currency forward a copertura di loan	181	224
Altri contratti forward	11	-
Totale	24.668	23.667

In particolare si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 15.812 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta diversa dall'euro (14.801 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 8.664 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale e combustibili, e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (8.494 milioni di euro al 31 dicembre 2014);
- > contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 181 milioni di euro finalizzati alla copertura del rischio cambio connesso a finanziamenti in valuta (224 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Al 31 dicembre 2015 si rileva che il 39% (35% al 31 dicembre 2014) 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 14% al 31 dicembre 2015 (13% al 31 dicembre 2014).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.

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		2015			
		Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine in valuta diversa dall'euro dopo le coperture	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	182	(223)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
Cash Flow hedge	10%	-	-	(1.951)	2.385
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 (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 aggregata su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. 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 CO₂ e 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 ad 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 (ad 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 ed un livello di confidenza del 95%; la somma dei limiti assegnati per il 2015 è pari a circa 39 milioni di euro.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014, suddiviso per tipologia di strumento:

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2015	2014
Contratti Forward e Futures	30.791	26.671
Swaps	5.904	9.359
Opzioni	340	401
Embedded	-	-
Totale	37.035	36.431

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 44 "Derivati e hedge accounting".

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 gas e del carbone. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro	2015				
	Prezzo commodity	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	10,0%	(21)	27	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10,0%	-	-	135	(134)

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 ed 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 gestione ed il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Region/Country/Global 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.

In particolare, la politica di gestione del credito, e dei rischi connessi, prevede la valutazione del merito creditizio delle principali controparti, l'adozione di strumenti di mitigazione del rischio, quali garanzie reali o personali e di *framework* contrattuali standardizzati nell'ambito delle specifiche aree di business, e l'analisi delle esposizioni creditizie.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Region/Country/Global Business Line e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da porre in essere.

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. Sono applicati e monitorati limiti di rischio, definiti dalle strutture di competenza delle Region/Country/Global Business Line interessate.

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 2015 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/Global Business Line che a livello consolidato.

Ad 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 ed i benefici ad 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, etc.) 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 etc.) e

dimensionale (large corporate, piccole e medie imprese, clienti residenziali). Enel, infatti, attraverso le sue controllate, ha circa 60 milioni di clienti o controparti con esposizioni creditizie tendenzialmente granulari.

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Milioni di euro

	2015
Crediti commerciali svalutati	2.085
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	8.520
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati	4.277
- da meno di 3 mesi	1.696
- da 3 a 6 mesi	505
- da 6 mesi a 12 mesi	588
- da 12 mesi a 24 mesi	386
- oltre 24 mesi	1.102
Totale	14.882

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, la disponibilità di accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.

Il Gruppo detiene le seguenti linee di credito non utilizzate:

Milioni di euro	al 31.12.2015		al 31.12.2014	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	377	13.042	671	13.456
Linee di credito uncommitted	648	-	425	-
Commercial paper	9.153	-	6.727	-
Totale	10.178	13.042	7.823	13.456

Le linee di credito committed ammontano a livello di Gruppo a 13.419 milioni di euro, di cui 13.042 milioni di euro con scadenza oltre il 2016. Il totale disponibile ammonta a 23.220 milioni di euro, di cui 9.153 milioni di euro di Commercial Paper.

All'inizio del 2015 Enel Finance International N.V. ha realizzato una offerta di scambio ("Exchange Offer") su sei Bond in euro con scadenze comprese nel periodo 2016 – 2021, contro una nuova emissione in euro con scadenza a 10 anni per un importo nozionale pari a Euro 1.460 milioni di euro, cedola 1.966%.

L'operazione è stata effettuata nel contesto del programma di Liability Management iniziato nel corso dell'ultimo trimestre del 2014 di EFI finalizzato alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito del Gruppo.

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 "Strumenti Finanziari" della Relazione Finanziaria annuale.

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		2017	2018	2019	2020	Oltre
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno					
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2.012	1.339	2.204	4.922	2.194	2.361	14.777
- tasso variabile quotate	1.056	99	324	747	217	112	1.521
- tasso fisso non quotate	-	-	1.376	-	1.600	-	2.460
- tasso variabile non quotate	-	64	65	66	282	27	732
Totale obbligazioni	3.068	1.502	3.969	5.735	4.293	2.500	19.490
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	5	132	129	345	79	66	391
- tasso variabile	150	557	534	624	608	592	3.464
- uso linee di credito revolving	-	-	1	30	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	155	689	664	999	687	658	3.855
Finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	60	190	209	191	170	192	1.000
- tasso variabile	18	51	69	40	34	30	87
Totale finanziamenti non bancari	78	241	278	231	204	222	1.087
Totale	3.301	2.432	4.911	6.965	5.184	3.380	24.432

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 ad una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella cd. 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 2015:

Impegni per acquisti di commodity	al 31.12.2015	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
- energia elettrica	48.733	18.383	9.730	6.835	13.785
- combustibili	64.114	35.301	16.631	10.722	1.460
TOTALE	112.847	53.684	26.361	17.557	15.245

43. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2015 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.

44. Derivati e Hedge Accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

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	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	868	883	46	55	15	21	-	-
Totale	868	883	46	55	15	21	-	-
Derivati cash flow hedge:								
- tassi	7.090	106	116	5	25	400	1	-
- cambi	13.554	9.078	2.163	1.163	2.921	2.662	280	244
- commodity	37	702	5	107	1.093	2.755	326	326
Totale	20.681	9.886	2.284	1.275	4.039	5.817	607	570
Derivati di trading:								
- tassi	50	50	2	3	-	15	-	1
- cambi	102	121	5	2	2.064	2.094	63	157
- commodity	53	3	6	-	16.488	14.827	4.403	4.772
Totale	205	174	13	5	18.552	16.936	4.466	4.930
Totale derivati attivi	21.754	10.943	2.343	1.335	22.606	22.774	5.073	5.500

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati cash flow hedge:								
- tassi	3.643	3.635	459	554	95	922	2	2
- cambi	1.991	6.415	1.006	1.627	673	341	96	4
- commodity	187	742	12	225	2.028	2.075	677	464
Totale	5.821	10.792	1.477	2.406	2.796	3.338	775	470
Derivati di trading								
- tassi	107	107	16	21	100	123	65	75
- cambi	140	240	18	10	3.223	2.716	43	71
- commodity	93	20	7	4	17.056	15.307	4.626	4.825
Totale	340	367	41	35	20.379	18.146	4.734	4.971
Totale derivati passivi	6.161	11.159	1.518	2.441	23.175	21.484	5.509	5.441

44.1 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 esposta, 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 detentrica della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili e delle commodity non energetiche 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 42 "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 ad un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili ad 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 rilasciati 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 ad 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 d'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.

44.1.1 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 d'interesse delle transazioni in essere al 31 Dicembre 2015 e al 31 Dicembre 2014, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	Attività coperta	al 31.12.2015		al 31.12.2014	
Interest rate swaps	Finanziamenti a tasso fisso	44	853	41	1.004
Interest rate swaps	Finanziamenti a tasso variabile	(342)	10.883	(537)	4.963
Totale		(298)	11.736	(496)	5.967

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2015 e al 31 Dicembre 2014 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati fair value hedge:								
- Interest rate swaps	883	904	46	55	-	-	-	-
Derivati cash flow hedge:								
- Interest rate swaps	7.115	506	117	5	3.738	4.557	(461)	(556)
Totale derivati sul tasso di interesse	7.998	1.410	163	60	3.738	4.557	(461)	(556)

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura, risulta al 31 dicembre 2015 pari a 11.736 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 298 milioni di euro.

Il valore nozionale evidenzia un incremento di 5.769 milioni di euro. In particolare, si evidenzia che sono scaduti Interest Rate Swap per un valore complessivo di 1.342 milioni di euro a fronte di nuovi derivati, pari a 7.491 milioni di euro, di cui 7.100 milioni di euro sono relativi alla strategia di pre-hedge effettuata nel corso del 2015 per il rifinanziamento futuro di emissioni obbligazionarie in scadenza a partire dal 2017 al 2020, con lo scopo di fissare anticipatamente il costo del futuro funding. Il valore inoltre risente della riduzione del nozionale degli Interest Rate Swap di tipo amortizing.

Il miglioramento del fair value, pari a 198 milioni di euro, è dovuto principalmente al fair value positivo delle operazioni di pre-hedge per 114 milioni di euro e alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno.

Cash flow hedge derivatives

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse:

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2015	2016	2017	2018	2019	2020
Derivati cash flow hedge su tasso di interesse:							
- Derivati attivi (fair value positivo)	117	1	1	(10)	169	(20)	(11)
- Derivati passivi (fair value negativo)	(461)	(97)	(83)	(69)	(155)	(55)	(45)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse avvenuti durante il periodo a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro

Saldo di apertura al 1.1.2014	(1.729)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	958
Variazione del Fair value con impatto a conto economico	130
Saldo di chiusura al 31.12.2014	(641)
Saldo di apertura al 1.1.2015	(641)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	13
Variazione del Fair value con impatto a conto economico	186
Saldo di chiusura al 31.12.2015	(442)

Foreign exchange risk

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 2015 e al 31 dicembre 2014 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value		Nozionale	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Strumento di copertura:	Attività coperta:				
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- Finanziamenti a tasso fisso	1.170	(508)	15.078	14.064
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- Finanziamenti a tasso variabile	25	11	401	416
- Cross currency interest rate swaps (CCIRSs)	- Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(102)	(38)	306	321
- Currency forwards	- Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	244	312	3.058	3.674
- Currency forwards	- Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	4	-	296	21
Totale		1.341	(224)	19.139	18.496

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 15.078 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 positivo pari a 1.170 milioni di euro;
- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 707 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta e un fair value negativo pari a 77 milioni di euro;

- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 3.354 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value complessivo pari a 248 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 2015 e al 31 dicembre 2014 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati fair value hedge:								
- CCIRSs	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati cash flow hedge:								
- currency forwards	2.927	3.520	256	315	427	175	(8)	(3)
- CCIRSs	13.548	8.220	2.187	1.092	2.237	6.581	(1.094)	(1.628)
Totale derivati sul tasso di cambio	16.475	11.740	2.443	1.407	2.664	6.756	(1.102)	(1.631)

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2015 pari a 15.785 milioni (14.801 milioni di euro al 31 dicembre 2014), evidenzia un incremento di 984 milioni di euro. In particolare si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 346 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 109 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 1.221 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2015 pari a 3.354 milioni di euro (3.695 milioni di euro al 31 dicembre 2014), evidenzia un decremento di 341 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale e dall'acquisto di combustibili. Le variazioni del nozionale sono connesse alla normale operatività.

Cash flow hedge derivatives

Nella tabella seguente sono indicate 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 al 31.12.2015	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2016	2017	2018	2019	2020	Oltre
Derivati cash flow hedge su tasso di cambio:							
Derivati attivi (fair value positivo)	2.443	498	510	218	661	217	2.818
Derivati passivi (fair value negativo)	(1.102)	(176)	(67)	(71)	(215)	(28)	(474)

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 a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro

Saldo di apertura al 1.1.2014	(84)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	(1.089)
Variazione del Fair value con impatto a conto economico	64
Saldo di chiusura al 31.12.2014	(1.109)
Saldo di apertura al 1.1.2015	(1.109)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	753
Variazione del Fair value con impatto a conto economico	(258)
Saldo di chiusura al 31.12.2015	(614)

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati cash flow hedge:								
Derivati su energia:								
swaps	79	545	10	50	86	152	(4)	(7)
forwards/futures	59	1.149	3	95	175	348	(51)	(18)
Totale derivati su energia	138	1.694	13	145	261	500	(55)	(25)
Derivati su carbone:								
swaps	6	-	-	-	978	718	(182)	(183)
Totale derivati su carbone	6	-	-	-	978	718	(182)	(183)
Derivati su gas e petrolio:								
swaps	67	124	35	41	150	13	(49)	(3)
forwards/futures	715	1.426	270	197	772	1.586	(402)	(478)
Totale derivati su gas e petrolio	782	1.550	305	238	922	1.599	(451)	(481)
Derivati su Co2:								
forwards/futures	204	213	13	50	54	-	(1)	-
Totale derivati su Co2	204	213	13	50	54	-	(1)	-
Totale derivati su commodity	1.130	3.457	331	433	2.215	2.817	(689)	(689)

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014, 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 305 milioni di euro, a operazioni in derivati su energia e CO2 per 26 milioni di euro. Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale, sia in approvvigionamento che 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 451 milioni di euro, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per 182 milioni di euro e derivati su energia per 55 milioni di euro.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicate 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 al 31.12.2015	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2016	2017	2018	2019	2020	Oltre
Derivati cash flow hedge su commodity:							
Derivati attivi (fair value positivo)	331	325	5	1	-	-	-
Derivati passivi (fair value negativo)	(689)	(677)	(12)	-	-	-	-

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 a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 1.1.2014	(52)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	(318)
Variazione del Fair value con impatto a conto economico	122
Variazione del Fair value con impatto a conto economico - quota inefficace	-
Saldo di chiusura al 31.12.2014	(248)
Saldo di apertura al 1.1.2015	(248)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	(649)
Variazione del Fair value con impatto a conto economico	275
Saldo di chiusura al 31.12.2015	(622)

44.2 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 2015 e al 31 dicembre 2014:

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati FVTPL								
Derivati su tasso di interesse:								
Interest rate swaps	50	65	2	4	157	180	(75)	(88)
Interest rate options	-	-	-	-	50	50	(6)	(8)
Derivati su tasso di cambio:								
currency forwards	2.166	2.215	68	159	3.335	2.956	(61)	(81)
CCIRS	-	-	-	-	28	-	-	-
Derivati su energia:								
swaps	796	1.207	73	155	714	1.611	(60)	(183)
forwards/futures	5.995	5.391	422	480	5.879	5.456	(399)	(417)
opzioni	7	104	-	2	14	80	-	(6)
Totale derivati su energia	6.798	6.702	495	637	6.607	7.147	(459)	(606)
Derivati su carbone:								
swaps	873	1.527	241	187	887	1.742	(266)	(218)
forwards/futures	76	73	14	7	24	51	(10)	(15)
opzioni	-	3	-	3	2	10	(7)	(23)
Totale derivati su carbone	949	1.603	255	197	913	1.803	(283)	(256)
Derivati su gas e petrolio:								
swaps	531	645	1.538	2.686	675	902	(1.592)	(2.747)
forwards/futures	7.957	5.677	1.859	944	8.555	5.170	(1.974)	(824)
opzioni	133	99	236	278	184	102	(288)	(331)
Totale derivati su gas e petrolio	8.621	6.421	3.633	3.908	9.414	6.174	(3.854)	(3.902)
Derivati su CO₂:								
forwards/futures	165	68	21	19	161	63	(7)	(10)
opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO₂	165	68	21	19	161	63	(7)	(10)
Derivati su altre commodity:								
swaps	8	35	5	10	54	138	(30)	(53)
forwards/futures	-	-	-	-	-	-	-	-
options	-	1	-	1	-	2	-	(2)
Totale derivati su altre commodity	8	36	5	11	54	140	(30)	(55)
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su commodity	18.757	17.110	4.479	4.935	20.719	18.513	(4.775)	(5.006)

Al 31 dicembre 2015 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 257 milioni di euro. La variazione di nozionale rispetto al 31 dicembre 2014 è imputabile alla scadenza di strumenti derivati per 38 milioni di euro avvenuta nel corso del 2015, 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 negativo di 79 milioni di euro ha subito un miglioramento di 13 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile alla riduzione generalizzata della curva dei tassi d'interesse.

Al 31 dicembre 2015 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 5.529 milioni di euro. L'aumento complessivo del loro valore nozionale e la riduzione del relativo fair value netto pari a 71 milioni di euro è principalmente connesso alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi. Inoltre nel corso del 2015 sono stati posti in essere Cross Currency Interest Rate Swap per 28 milioni di euro di nozionale a copertura di indebitamento in valuta, classificati al *fair value through profit or loss* in quanto non rispettavano i requisiti richiesti per il trattamento in hedge accounting.

Al 31 dicembre 2015 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 33.690 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e oil per un ammontare di 3.633 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 495 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 3.854 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 459 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 principi 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 principi 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 (cosiddetto 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 le 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 “Principi 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	Note	Fair value	Attività non correnti			Fair value	Attività correnti		
			Livello 1	Livello 2	Livello 3		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	24	180	180	-	-	-	-	-	-
Accordi per servizi in concessione	24	631	-	631	-	-	-	-	-
Investimenti finanziari in fondi	24.1	45	45	-	-	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	44	116	-	116	-	1	-	1	-
- cambi	44	2.163	-	2.163	-	280	-	280	-
- commodity	44	5	1	4	-	326	283	43	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	44	46	-	46	-	-	-	-	-
Derivati di trading:									
- tassi	44	2	-	2	-	-	-	-	-
- cambi	44	5	-	5	-	63	-	63	-
- commodity	44	6	1	5	-	4.403	3.071	1.332	-
Rimanenze valutate al fair value	26	-	-	-	-	65	65	-	-
Attività classificate come possedute per la vendita	31	-	-	-	-	6.887	-	-	6.887

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 principi 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 alle società Slovenské Elektrárne, Hydro Dolomiti Enel e Compostilla 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 ad oggi disponibile relativamente al processo di vendita della società.

In particolare, nel caso più significativo di Slovenske Elektrarne, il corrispettivo complessivo è soggetto a un meccanismo di conguaglio, che verrà calcolato da esperti indipendenti e applicato al perfezionamento della seconda fase (decorrenza di 12 mesi dall'ottenimento del Trial Operation Permit delle unità 3 e 4 della centrale nucleare di Mochovce), sulla base di vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektrárne, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, livelli di efficienza operativa di Slovenské elektrárne misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

45.1 Attività con indicazione del fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value su base ricorrente 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	Attività non correnti					Attività correnti		
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Investimenti immobiliari	18	172	-	14	158	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	24	7	-	-	7	-	-	-	-
Rimanenze	26	-	-	-	-	68	-	-	68

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 172 milioni di euro, 7 milioni di euro e 68 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 decrementato di 5 milioni di euro rispetto all'anno precedente e fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute da Endesa.

Il valore delle rimanenze è sostanzialmente riferibile ad immobili non strumentali.

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	Note	Passività non correnti			Passività correnti				
		Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati cash flow hedge									
- tassi	44	459	-	459	-	2	-	2	-
- cambi	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- commodity	44	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di trading									
- tassi	44	16	-	16	-	65	-	65	-
- cambi	44	18	-	18	-	43	-	43	-
- commodity	44	7	2	5	-	4.626	4.052	574	-
Contingent consideration	40	-	-	-	-	36	-	-	36
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	40	21	-	-	21	793	-	-	793
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	31	-	-	-	-	5.364	-	-	5.364

La voce "Contingent consideration" 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 36 milioni al debito associato alle opzioni su alcune società dell'America Latina (21 milioni di euro) e Maicor Wind (15 milioni di euro).

Le "passività incluse in gruppi in dismissione classificate come 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 ad 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	41.3.1	41.083	39.356	1.727	-
- a tasso variabile	41.3.1	5.383	2.237	3.146	-
Finanziamenti bancari					
- a tasso fisso	41.3.1	1.256	-	1.256	-
- a tasso variabile	41.3.1	6.843	-	6.843	-
Debiti verso altri finanziatori					
- a tasso fisso	41.3.1	2.012	-	2.012	-
- a tasso variabile	41.3.1	341	-	341	-
Totale		56.918	41.593	15.325	-

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 al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici													
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.468	1.190	1.503	195	37	115	-	5.508	75	5.583	73.076	7,6%
Altri ricavi	-	-	5	-	290	-	16	-	311	3	314	2.582	12,2%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	15	1.563	1,0%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.695	1.553	136	1.464	3	-	26	-	6.877	212	7.089	37.644	18,8%
Costi per servizi e altri materiali	1	91	1.954	113	11	102	60	-	2.332	99	2.431	16.457	14,8%
Altri costi operativi	3	-	3	45	-	-	3	-	54	-	54	2.654	2,0%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	(24)	-	-	-	-	-	(24)	-	(24)	168	-14,3%
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	29	4.969	0,6%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali													
Crediti commerciali	-	217	473	116	68	5	15	-	894	43	937	12.797	7,3%
Attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	2.381	0,1%
Altre attività correnti	-	4	25	-	69	5	2	-	105	30	135	2.898	4,7%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	4	1.549	0,3%
Debiti commerciali	620	373	376	184	1.256	38	27	-	2.874	37	2.911	11.775	24,7%
Altre passività correnti	-	-	8	-	-	1	4	-	13	1	14	11.222	0,1%
Altre informazioni													
Garanzie Rilasciate	-	280	253	-	-	-	1	-	534	-	534		
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	8	27	-	185	-	185		
Impegni	-	-	2	21	-	-	14	-	37	-	37		

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale 2014	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2014	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti Economici													
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	3.087	1.150	1.124	256	25	63	-	5.705	46	5.751	73.328	7,8%
Altri ricavi	-	-	4	1	353	-	5	-	363	4	367	2.463	14,9%
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	23	1.248	1,8%
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	4.395	1.690	64	1.229	1	-	2	-	7.381	214	7.595	36.928	20,6%
Costi per servizi e altri materiali	-	163	1.886	77	4	119	46	-	2.295	145	2.440	17.179	14,2%
Altri costi operativi	3	-	4	46	-	-	-	-	53	-	53	2.362	2,2%
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	17	-	29	-	-	-	-	-	46	-	46	(225)	-20,4%
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	28	5.540	0,5%

Milioni di euro

	Acquirente Unico	GME	Terna	Eni	GSE	Poste Italiane	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica	Totale al 31.12.2014	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2014	Totale voce di bilancio	Incidenza %
Rapporti patrimoniali													
Crediti commerciali	-	444	544	127	24	5	14	-	1.158	62	1.220	12.022	10,1%
Altre attività correnti	1	7	13	1	102	5	5	-	134	8	142	3.465	4,1%
Altre passività non correnti	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	2	1.464	0,1%
Debiti commerciali	762	382	406	443	1.006	45	29	-	3.073	86	3.159	13.419	23,5%
Altre passività correnti	-	-	1	-	-	1	-	-	2	1	3	10.827	-
Derivati passivi non correnti	-	-	24	-	-	-	-	-	24	-	24	2.441	1,0%
Altre informazioni													
Garanzie ricevute	-	-	-	150	-	4	24	-	178	-	178		
Impegni	-	-	1	19	-	18	11	-	49	-	49		

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel S.p.A., 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 che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla Consob. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2015 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.

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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	6.701	4.304	2.397
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	48.733	54.384	(5.651)
- acquisti di combustibili	64.114	63.605	509
- forniture varie	1.725	1.782	(57)
- appalti	1.905	1.785	120
- altre tipologie	2.895	2.345	550
Totale	119.372	123.901	(4.529)
TOTALE	126.073	128.205	(2.132)

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella nota 42.

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 "provvisoriale" – 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

provvisoriale. Avverso detta favorevole sentenza di appello, hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale che le parti civili costituite 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 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. Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte di Appello di Venezia del 10 luglio 2014 ed attualmente si è in attesa della fissazione dell'udienza.

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 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 Parchi 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 hanno 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 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 provvisoria 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 Pubblico Ministero, agli inizi di novembre 2014. Successivamente, hanno provveduto all'impugnazione anche (i) l'ex Amministratore delegato in carica fino al 2014, benché sia stato 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, (iii) i due Ministeri (Ambiente e Salute) e (iv) l'Associazione Italia Nostra.

Si è in attesa della fissazione dell'udienza di discussione davanti alla Corte d'Appello di Venezia.

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.

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.

Il procedimento dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria, dopo il deposito della nuova consulenza disposta dal Tribunale è stato rinviato al 31 marzo 2016 per continuare l'esame dei nuovi periti già avviato il 17 febbraio 2016 mentre il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato al 22 marzo 2016, per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati.

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 sono conclusi 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 31 dicembre 2015 i giudizi pendenti risultano essere circa 18.000 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate. Inoltre, visti i riferiti orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello che 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.

La prima udienza di comparizione delle parti, dopo vari rinvii, è stata differita al 18.7.2016, per consentire ulteriori chiamate in causa da parte di Cattolica.

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 causa risulta rinviata all'udienza del 23 febbraio 2018 per la precisazione delle conclusioni.

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 sul merito, neppure preliminare, è stato assunto da detto Tribunale. In data 27 aprile 2015, Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio sia rimesso dal tribunale dello Stato di New York alla Corte Federale. Con decisione del 10 marzo 2016 la Corte Federale non ha accolto l'istanza di Enel SpA ed Enelpower SpA confermando la competenza del giudice dello Stato di New York e pertanto il procedimento prosegue in tale sede.

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.

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. La Corte d'Appello dell'Aja, con decisione del 9 febbraio 2016, ha accolto i ricorsi disponendo la revoca dei provvedimenti cautelari previo rilascio di una garanzia da parte di Enel per l'importo di 440 milioni di Euro e di una controgaranzia da parte di Albania BEG Ambient Shpk di 50 milioni di Euro circa (valore stimato dei danni di Enel ed Enelpower in relazione ai citati sequestri conservativi e al rilascio della garanzia bancaria).

Inoltre, a fine luglio 2014, Albania BEG Ambient Shpk ha promosso un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda, nel contesto del quale a fine gennaio 2016 si è tenuta l'ultima udienza e la decisione sarà emessa in data 4 maggio 2016.

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. In Irlanda, il tribunale con sentenza dell'8 marzo 2016 ha accolto le difese di Enel e Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione in Irlanda. La sentenza sarà approvata nelle prossime settimane. In Lussemburgo il procedimento è ancora in fase di svolgimento ed Enel e Enel power contestano le domande di Albania Beg Ambient Shpk. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Con sentenza del 16 giugno 2015 si è concluso il primo grado dell'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 chiedevano 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. Con la suddetta sentenza il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG SpA ovvero, in via graduata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel SpA ed Enelpower SpA, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Pendono i seguenti due giudizi per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, di cui uno a carico di Enel Produzione e uno di Enel Distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche:

- > 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. Il processo si è concluso favorevolmente in primo grado in data 8 marzo 2016 con assoluzione sia degli imputati Enel persone fisiche che della società per il reato ex d.lgs. n. 231/01;
- > 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. Il procedimento è in corso.

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 *Comision Nacional de los Mercados y la Competencia* (CNMC) entro il 31 dicembre 2013.

L'interpretazione di REE dell'ordinanza ministeriale IET/2443/2013, pubblicata a dicembre 2013, comporterebbe una retribuzione definitiva minore rispetto a quella prevista nel contratto e, sulla base di questa premessa, 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. Nel mese di novembre 2015 è stato sottoscritto un accordo transattivo per porre fine al procedimento arbitrale (e qualsiasi possibile vertenza) in relazione al contratto sopramenzionato.

Contenzioso Basilus (già Meridional) – Brasile

La società di costruzioni brasiliana Basilus S/A Serviço, Empreendimento 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, anche esso rigettato.

Avverso tale ultima decisione Basilus ha presentato un ulteriore ricorso dinanzi al Tribunal Superior de Justicia di Brasilia, che è stato respinto. Basilus ha impugnato quest'ultima decisione avanti alle corti competenti.

Il valore del giudizio ammonta a 1.344 milioni di real brasiliani (circa 311 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 27 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 121 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 appello avverso tale ultima decisione ed il procedimento è in corso

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 46.000 euro) oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Ampla ha presentato appello avverso quest'ultima e il procedimento è in corso.

Nell'ambito di un altro dei procedimenti pendenti, il 1° giugno 2015 è stata emessa la sentenza che ha condannato Ampla ad un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 18.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 22 milioni di euro) sulla base di un'apposita perizia, oltre interessi. Ampla ha presentato appello avverso tale decisione. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 374 milioni di real brasiliani (circa 86 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 ad 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 la azione di Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acaraú Ltda ("Coperva") con un valore di circa 179 milioni di real brasiliani (circa 42 milioni di euro). Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un'ulteriore ricorso (*Embargo de Aclaración*) e si è in attesa della decisione.

El Quimbo (Colombia)

In relazione al Progetto El Quimbo, per la costruzione da parte di Emgesa di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia) sono pendenti alcuni procedimenti legali ("*acciones de grupo*" e "*acciones populares*") avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare una prima "*Accion de grupo*", che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzon che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato, tra agosto 2011 e dicembre 2012, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (*Paso El Colegio*). In relazione alle c.d. *Acciones populares* (class action), nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Un'ulteriore "*accion popular*" è stata, invece, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Il Tribunale ha ordinato a febbraio 2015 la sospensione cautelare dell'attività di riempimento finché non vengono soddisfatti alcuni specifici requisiti.

La misura cautelare è stata successivamente modificata permettendo il riempimento del bacino. Tale riempimento è iniziato il 30 giugno 2015. Tuttavia, in data 3 luglio, la CAM, (Autorità ambientale regionale) ha emesso un provvedimento (medida preventiva) che ordina di sospendere temporaneamente il riempimento del bacino stesso.

Data l'impossibilità tecnica di sospendere la procedura di riempimento, in data 17 luglio 2015, è stato notificato a Emgesa un provvedimento di modifica della misura cautelare che ha inibito la produzione di energia fintanto che l'ANLA (autorità ambientale nazionale) attesti che la società ha ritirato la biomassa e i rifiuti forestali dal bacino del Quimbo.

A settembre 2015 l'ANLA ha emesso due report in cui in generale ha confermato che la società ha soddisfatto i requisiti e di conseguenza in data 21 settembre 2015 la società ha richiesto al tribunale la rimozione della misura cautelare. Nelle more, essendo stato dichiarato lo stato di emergenza energetica, il Ministero dell'Energia ha emesso un decreto che autorizzato Emgesa ad avviare la produzione di energia.

Successivamente, in data 16 dicembre 2015 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità del decreto presidenziale e da tale data Emgesa ha dunque sospeso la produzione di energia elettrica.

In data 24 dicembre 2015, il *Ministero Minas y Energia* e l'AUNAP (Autorità agricoltura e pesca) hanno presentato congiuntamente un'azione di tutela davanti al giudice penale chiedendo l'autorizzazione alla generazione come misura cautelare. In data 8 gennaio 2016, il giudice penale ha deciso di accogliere la misura cautelare richiesta dal Ministero e l'AUNAP, autorizzando in maniera provvisoria e con effetto immediato la generazione del Quimbo. La misura cautelare concessa dal giudice penale restava vigente finché il giudice del Huila si pronunciasse sul fondo della questione, vale a dire la revoca o la conferma della misura cautelare precedentemente emessa dal tribunale amministrativo locale.

Con decisione del 22 febbraio 2016 il giudice del Huila si è pronunciato sulla questione autorizzando provvisoriamente la generazione per un periodo di sei mesi. Il giudice ha richiesto a Emgesa la predisposizione di un progetto tecnico al fine di garantire il rispetto dei livelli di ossigeno e il rilascio di una garanzia di circa 20.000.000.000 di pesos colombiani (circa 5,5 milioni di euro).

Procedimento utenti Nivel de Tension Uno (Colombia)

Si tratta di una Accion de Grupo avviata dal Centro Medico de la Sabana ed altri soggetti nei confronti di Codensa per ricevere la restituzione di quanto, secondo gli attori, sarebbe stato pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda nell'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria a cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella Delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla Delibera n. 97 del 2008. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria. L'importo stimato del procedimento è di circa 337.626.840.000 pesos colombiani (circa 96 milioni di euro).

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 romena. 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, Enel Investment Holding, 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. L'udienza si è tenuta nella prima settimana di giugno 2015 e si attende il lodo entro fine aprile 2016.

Inoltre, in data 29 settembre 2014 SAPE ha notificato a Enel ed Enel Investment Holding 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 è in corso di svolgimento e l'udienza è prevista per luglio 2016.

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, amministrati 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.

SE ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa, nonché domanda di arbitrato VIAC sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund della Repubblica slovacca e SE, quest'ultima ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operation Agreement per motivi non imputabili a SE.

SE ha inoltre ricevuto (ad aprile 2015) una lettera da parte di VV per il pagamento di circa 490 milioni di euro come conseguenza dell'asserito arricchimento senza giusta causa per la gestione della centrale nel periodo 2006-2015. SE ha risposto respingendo tale richiesta.

Infine, VV ha promosso un'ulteriore azione presso la District Court di Bratislava volta alla restituzione del corrispettivo pagato dalla stessa VV a SE per il trasferimento degli assets effettuato nell'ambito della privatizzazione. Anche quest'ultimo procedimento è stato sospeso in attesa della decisione relativa al procedimento avanzato dal PPO.

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 Espana, "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 con cui 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. A seguito dell'escussione dei testi delle due parti il Tribunale de Primera Instancia ha trattenuto la causa in decisione;
- > il secondo ricorso è stato presentato il 9 maggio 2006 dinanzi al Tribunale Civile di Lisbona da Energia XXI con cui 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 quantificata 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 esercitare 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 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 nella fase istruttoria.

Contenziosi fiscali in Brasile

Nel 1998, Ampla Energía e Serviços SA finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari (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 fruibano 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 dalle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivallesse ad un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005, Ampla Energía e Serviços SA ha effettuato una scissione a favore di Ampla Investimentos e Serviços S.A. che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni ad 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 de justicia"*). Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2015 è di circa 262 milioni di euro.

Nel 2002, lo Stato del Río 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 Energía 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 alcune leggi di amnistia emanate tra il 2004 e il 2006. In data 25 ottobre 2015, Ampla ha depositato la sentenza emessa della Suprema Corte di Brasilia (pubblicata in data 2 ottobre 2015 e non contestata dall'Amministrazione Finanziaria) che, accogliendo il ricorso di Ampla, ha ritenuto incostituzionale l'anticipo dei termini di versamento dell'ICMS.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2015 è di circa 66 milioni di euro.

Gli Stati di Río de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energía 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 (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. A marzo 2015, sono stati notificati nuovi atti impositivi (per il periodo 2010 e dal 2012 a luglio 2014) per un valore di circa 8 milioni di euro. 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. Uno dei giudizi amministrativi si è concluso in modo parzialmente favorevole ad Ampla, con riduzione della pretesa tributaria; Ampla ha presentato appello per la parte restante.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2015 è di circa 47 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 principi 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 2015 è di circa 54 milioni di euro.

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

Integrazione con Enel Green Power

In data 11 gennaio 2016, l'Assemblea straordinaria di Enel SpA ("Enel") ha approvato la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP") in favore di Enel (la "Scissione"). Prima dello svolgimento dell'Assemblea di Enel, sempre l'11 gennaio si è tenuta l'Assemblea di EGP, che in sede straordinaria ha anch'essa approvato la Scissione. In particolare, l'Assemblea straordinaria di Enel ha approvato, senza modifiche o integrazioni, il progetto di scissione che prevede:

- > l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del Compendio Scisso essenzialmente rappresentato: (i) dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International, holding di diritto olandese che detiene partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili nel Nord, Centro e Sud America, in Europa, in Sudafrica e in India, e (ii) da attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tale partecipazione;
- > il mantenimento in capo ad EGP di tutti i restanti elementi patrimoniali diversi da quelli che fanno parte del sopra definito compendio (e quindi, essenzialmente, le attività italiane e le residue limitate partecipazioni estere).

Trattandosi di scissione non proporzionale, è previsto che:

- > i soci di EGP diversi da Enel concambino in azioni Enel tutte le azioni dagli stessi possedute in EGP;
- > Enel concambi le azioni corrispondenti alla sua partecipazione nel Compendio Scisso in azioni Enel, le quali verranno contestualmente annullate ai sensi degli artt. 2504-ter, comma 2, e 2506-ter, comma 5, cod. civ.

La Scissione sarà realizzata sulla base di un rapporto di cambio pari a n. 0,486 azioni Enel di nuova emissione per ciascuna azione EGP portata in concambio, senza conguagli in denaro. Pertanto, alla data di efficacia della Scissione, per un verso EGP ridurrà il proprio capitale sociale in misura corrispondente al valore del Compendio Scisso e, per altro verso, Enel aumenterà il proprio capitale a servizio della Scissione. In particolare, Enel emetterà massime n. 770.588.712 nuove azioni, aventi godimento regolare e valore nominale di 1 euro ciascuna, destinate alle minoranze azionarie di EGP in applicazione del Rapporto di Cambio.

Gli azionisti di EGP che non abbiano concorso all'approvazione della Scissione risultano legittimati ad esercitare il diritto di recesso, ai sensi dell'art. 2437, comma 1, lett. a), cod. civ. ("Diritto di Recesso") ovvero il diritto di far acquistare le proprie azioni EGP da parte di Enel ai sensi dell'art. 2506-bis, comma 4, cod. civ. ("Diritto di Vendita"). Il Diritto di Recesso e il Diritto di Vendita potevano essere esercitati per un valore di liquidazione unitario dell'azione EGP, determinato ai sensi dell'art. 2437-ter, comma 3, cod. civ., pari a euro 1,780 per ciascuna azione EGP. Al termine del periodo di offerta, tali diritti sono stati validamente esercitati per complessive n. 16.406.123 azioni ordinarie EGP (pari a circa lo 0,33% del capitale sociale di EGP) e, quindi, per un controvalore totale pari a circa 29,2 milioni di euro. L'indicato controvalore totale delle Azioni è, pertanto, inferiore alla soglia di 300 milioni di euro, che era stata posta come condizione sospensiva per il perfezionamento della Scissione.

Le Azioni sono state offerte in opzione e in prelazione agli azionisti di EGP, ai sensi dell'art. 2437-quater del codice civile, dal 19 febbraio 2016 al 21 marzo 2016, estremi compresi. Enel ha dichiarato la propria intenzione di esercitare integralmente il diritto di opzione per l'acquisto della quota di Azioni di propria spettanza e di esercitare il diritto di prelazione su tutte le Azioni che dovessero rimanere inopiate ai sensi dell'art. 2437-quater, terzo comma, del codice civile. L'efficacia dell'esercizio del diritto di recesso e del diritto di vendita e, dunque, la procedura di liquidazione delle Azioni, nonché il perfezionamento dell'offerta in opzione e in prelazione sono subordinati al completamento della Scissione, previsto entro la fine del primo trimestre del 2016.

Gli effetti civilistici della Scissione decorreranno dall'ultima delle iscrizioni dell'atto di Scissione presso il Registro delle Imprese di Roma; dalla stessa data, verranno imputate al bilancio di Enel le operazioni afferenti il Compendio Scisso, con decorrenza degli effetti contabili e fiscali. È previsto che la Scissione

sia perfezionata, subordinatamente alla condizione sospensiva sopra indicata, entro la fine del primo trimestre 2016.

Riacquisto di obbligazioni

Il 14 gennaio 2016 Enel, nel contesto dell'ottimizzazione della struttura delle passività di Enel mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito, ha lanciato un'offerta volontaria non vincolante, avente ad oggetto il riacquisto per cassa fino ad un ammontare nominale complessivo pari a 500.000.000 euro di due serie di obbligazioni emesse dalla stessa Enel; allo scadere dell'offerta (in data 20 gennaio 2016) Enel ha deciso di esercitare la facoltà, riconosciuta dalla documentazione dell'offerta, di incrementare l'ammontare nominale originariamente previsto ed ha pertanto deciso di acquistare:

- > 591.088.000 euro in valore nominale di obbligazioni con scadenza 20 giugno 2017, a seguito dell'applicazione del fattore di riparto del 92,5715%;
- > 158.919.000 euro in valore nominale di obbligazioni con scadenza 12 giugno 2018, a seguito dell'applicazione del fattore di riparto del 100%.

La data di regolamento dell'offerta è stata il 25 gennaio 2016.

Accordo quadro con Bank of China e SINOSURE

Il 20 gennaio 2016 Enel, Bank of China (leader nel settore bancario cinese e la più diversificata e internazionale banca della Cina) e la China Export & Credit Insurance Corporation ("SINOSURE") hanno firmato un accordo quadro non vincolante per promuovere lo sviluppo da parte delle società del Gruppo Enel, in particolare di Enel Green Power, di progetti su scala mondiale con la partecipazione di imprese cinesi in qualità di contractors e/o fornitori di servizi di ingegneria, procurement e costruzione. In base all'accordo, Bank of China metterà a disposizione di Enel e delle sue controllate una linea di credito per un ammontare fino a 1 miliardo di dollari statunitensi garantita da SINOSURE. L'accordo quadro, che stabilisce i principali termini e condizioni degli strumenti di finanziamento che possono essere erogati, avrà validità di cinque anni, con la possibilità di estensione su comune accordo delle parti.

Nuova identità societaria di Enel

Il 26 gennaio 2016 a Madrid è stata svelata la nuova identità societaria globale del Gruppo presso la sede della controllata spagnola Endesa a Madrid. Contestualmente, nel quadro della nuova identità societaria di Gruppo, sono stati svelati anche i loghi di Enel Green Power e di Endesa.

La nuova identità è l'ideale prosecuzione della strategia "Open Power", annunciata lo scorso novembre a Londra in occasione del Capital Markets Day di Enel e che si fonda sull'apertura come chiave di volta dell'approccio strategico e operativo del Gruppo; in particolare "Open Power" punta a:

- > aprire l'accesso all'energia a più persone;
- > aprire il mondo dell'energia a nuove tecnologie;
- > aprire la gestione dell'energia alle persone;
- > aprire l'energia a nuovi utilizzi;
- > aprirsi a più partnership.

La nuova strategia di brand trasmette l'immagine di Enel come una moderna utility aperta, flessibile, reattiva e in grado di guidare la transizione energetica. Il Gruppo introduce un nuovo sistema visivo – che comprende i loghi – attraente e colorato che riprende i principi flessibili e dinamici di "Open Power". La nuova identità visiva e il nuovo logo sono composti da molti colori per riflettere la varietà dello spettro energetico, la natura poliedrica di un Gruppo presente in oltre 30 Paesi e la crescente diversificazione dei servizi offerti dall'azienda nell'ambito del sistema energetico globale.

Nell'ambito del rinnovo del brand è stato svelato anche il nuovo sito internet Enel.com, un sito che pone al centro l'utente e l'utilizzo tramite applicazioni mobili. Nel corso del 2016 verrà finalizzato l'aggiornamento dell'intera presenza online di Gruppo.

Programma di start-up in Israele

In data 10 febbraio Enel ha annunciato il lancio di un programma di supporto tecnologico per start-up in Israele, un Paese con una tale concentrazione di aziende 'tech' innovative da poter vantare una sua versione di Silicon Valley, detta Silicon Wadi. Nell'ambito del programma, Enel lancerà una società di supporto a start-up che farà da 'incubatore di business' e sarà operativa a Tel Aviv, da maggio. Ogni anno saranno scelte fino a otto start-up, tra le aziende chiave locali, che potranno beneficiare di un programma di sostegno su misura, in collaborazione con Enel.

Uno degli obiettivi del programma – al di là dello sviluppo di singole start-up – è quello di stabilire una presenza di Enel nell'ecosistema israeliano dell'innovazione, tra i più sviluppati al mondo, facendo leva sulla rete dei fondi di venture capital e sulle università, in collaborazione con l'Ufficio del "Chief Scientist" presso il Ministero dell'Economia di Israele.

La società di supporto selezionerà le start-up attraverso gare pubbliche sulla base della più ampia lista delle priorità tecnologiche di Enel. Una volta selezionate, le start-up avranno a disposizione una serie di ingegneri ed esperti tecnologici di Enel, che le aiuteranno nello sviluppo sia del business sia della tecnologia tramite test in strutture aziendali, facendo leva sull'esperienza commerciale e tecnologica del Gruppo. Il programma di sostegno avrà una durata di almeno sei mesi per ogni progetto.

Protocollo d'intesa tra Architetti ed Enel Energia

Il 17 febbraio 2016 è stato siglato un Protocollo d'intesa tra il Consiglio Nazionale degli Architetti, Pianificatori, Paesaggisti e Conservatori ed Enel Energia. Obiettivi di tale Protocollo sono il promuovere le riqualificazioni energetiche degli edifici e la loro qualità architettonica, nonché politiche ed azioni comuni e proposte normative per innalzare la qualità dell'installazione delle tecnologie efficienti; garantire benefici e decoro ambientali e consentire, allo stesso tempo, un risparmio economico per i cittadini. Il Protocollo delinea una collaborazione finalizzata a favorire e sviluppare forme di integrazione e di cooperazione. Si prevede che Enel Energia metta a disposizione degli architetti italiani iniziative di Formazione Continua Permanente - conformi al regolamento sulla Formazione permanente del Consiglio Nazionale degli Architetti - in modo essi siano aggiornati sull'innovazione delle tecnologie efficienti residenziali, sulle loro caratteristiche, sui relativi benefici e sulle criticità installative ed autorizzative. Principio base dell'accordo è infatti che formazione e ricerca siano fattori strategici prioritari per la crescita ed il progresso, ed occorra quindi investire in tale settore in una prospettiva adeguata alle esigenze del sistema socio-economico e produttivo delle singole realtà locali.

Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in Perù

In data 18 febbraio 2016 Enel Green Power ("EGP"), attraverso la sua controllata Enel Green Power Perù, si è aggiudicata il diritto a stipulare contratti ventennali di fornitura di energia per 126 MW di eolico, 180 MW di fotovoltaico e 20 MW di idroelettrico a seguito della gara per le energie rinnovabili indetta dal governo peruviano attraverso il regolatore di energia OSINERGMIN. Con 326 MW aggiudicati nella gara, EGP diventerà entro il 2018 il principale operatore di rinnovabili in Perù e l'unica azienda ad operare con impianti in tre diverse tecnologie rinnovabili nel Paese.

Per la costruzione degli impianti, la cui entrata in esercizio è prevista entro il 2018, EGP investirà circa 400 milioni di dollari statunitensi, in linea con gli investimenti delineati nel piano strategico attuale della società. I contratti di fornitura ventennale aggiudicati ad EGP prevedono la vendita di volumi specifici dell'energia prodotta dagli impianti. Il progetto eolico di Nazca, con una capacità installata totale di 126 MW, sarà costruito nel distretto di Marcona, nella zona costiera meridionale del Perù, più precisamente nel dipartimento di Ica, un'area ad elevata ventosità. Una volta completato Nazca genererà circa 600 GWh ogni anno, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 370 mila tonnellate di CO₂. Il progetto fotovoltaico Rubi da 180 MW sarà costruito nel distretto di Moquegua, nella zona meridionale del Perù, più precisamente nel dipartimento di Moquegua, una zona che gode di alti livelli di radiazione solare. Una volta in esercizio, l'impianto produrrà circa 440 GWh all'anno, evitando l'emissione in atmosfera di

quasi 270 mila tonnellate di CO₂. Il progetto idroelettrico Ayanunga, la cui capacità è pari a circa 20 MW, sarà costruito nel distretto di Monzón, che si trova nella zona centrale del Perù, più precisamente nel dipartimento di Huànuco. Una volta in esercizio, l'impianto produrrà annualmente circa 140 GWh, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 109 mila tonnellate di CO₂.

Cessione di Hydro Dolomiti Enel

Il 29 febbraio 2016 si è perfezionata la cessione dell'intera partecipazione posseduta dalla controllata Enel Produzione in Hydro Dolomiti Enel ("HDE"), pari al 49% del capitale di HDE, a Fedaia Holdings, società lussemburghese controllata da Macquarie European Infrastructure Fund 4 ("MEIF4"). Il corrispettivo per la vendita è stato determinato in 335,4 milioni di euro, in linea con l'accordo stipulato in data 13 novembre 2015 tra Enel Produzione e Fedaia. La partecipazione di Enel Produzione in HDE è stata ceduta alla società italiana Fedaia Investments Srl, designata come acquirente da Fedaia e anch'essa controllata da MEIF4, a seguito dell'ottenimento del nulla osta all'operazione da parte dell'Autorità Antitrust dell'Unione Europea, che rappresentava l'ultima delle condizioni sospensive per il perfezionarsi dell'accordo.

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

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2015, 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 applicazionedelle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015.

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 2015:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla Comunità 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 2015, e che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2015 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, 22 marzo 2016

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili
societari di Enel SpA

Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2015

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2015		2014	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Ricavi					
Ricavi delle prestazioni	4.a	237.437.374	237.707.512	244.732.151	244.663.410
Altri ricavi e proventi	4.b	7.705.720	6.409.403	920.520	92.914
	<i>(SubTotale)</i>	245.143.094		245.652.671	
Costi					
Acquisti di materiali di consumo	5.a	1.570.962		1.426.297	
Servizi e godimento beni di terzi	5.b	199.160.903	72.721.157	184.864.554	57.699.240
Costo del personale	5.c	175.679.876		119.589.202	(32.288)
Ammortamenti e impairment	5.d	327.066.874		543.329.226	
Altri costi operativi	5.e	23.773.659	272.708	19.256.153	(317.979)
	<i>(SubTotale)</i>	727.252.274		868.465.432	
Risultato operativo		(482.109.180)		(622.812.761)	
Proventi da partecipazioni	6	2.024.387.668	2.024.387.668	1.818.272.847	1.818.272.847
Proventi finanziari da contratti derivati	7	3.357.787.018	499.950.787	2.190.314.832	459.596.620
Altri proventi finanziari	8	177.252.784	160.415.399	221.643.785	194.191.141
Oneri finanziari da contratti derivati	7	3.024.073.367	2.248.211.467	1.954.373.400	1.169.367.271
Altri oneri finanziari	8	1.243.796.482	1.353.550	1.377.093.325	3.142.675
	<i>(SubTotale)</i>	1.291.557.621		898.764.739	
Risultato prima delle imposte		809.448.441		275.951.978	
Imposte	9	(201.206.058)		(282.250.536)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		1.010.654.499		558.202.514	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2015	2014
Utile dell'esercizio		1.010.654.499	558.202.514
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		55.191.519	(73.365.668)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		55.191.519	(73.365.668)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi:			
Rimisurazione delle passività per Piani a benefici ai dipendenti		(6.262.322)	7.140.604
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		(6.262.322)	7.140.604
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	48.929.197	(66.225.064)
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		1.059.583.696	491.977.450

Stato patrimoniale

Euro		Note			
ATTIVITA'		al 31.12.2015		al 31.12.2014	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Attività non correnti					
Attività materiali	10	7.318.430		7.795.187	
Attività immateriali	11	13.979.194		11.405.854	
Attività per imposte anticipate	12	372.601.084		382.572.824	
Partecipazioni	13	38.984.404.315		38.754.068.086	
Derivati	14	2.590.475.105	317.479.879	1.979.171.296	818.817.602
Altre attività finanziarie non correnti	15	107.178.537	71.448.713	146.490.819	116.989.366
Altre attività non correnti	16	409.088.037	164.342.076	466.782.285	176.864.784
	(Totale)	42.485.044.702		41.748.286.351	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	283.402.770	277.741.015	131.944.125	126.901.064
Crediti per imposte sul reddito	18	319.245.633		624.614.245	
Derivati	14	298.808.858	25.645.428	280.273.785	50.482.464
Altre attività finanziarie correnti	19	3.402.558.948	3.130.256.153	5.040.376.082	4.222.947.341
Altre attività correnti	20	459.912.939	421.632.813	243.507.371	208.144.734
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	5.925.363.202		6.972.042.465	
	(Totale)	10.689.292.350		13.292.758.073	
TOTALE ATTIVITA'		53.174.337.052		55.041.044.424	

Euro

Note

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		al 31.12.2015		al 31.12.2014	
		<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>	
Patrimonio netto					
Capitale sociale		9.403.357.795		9.403.357.795	
Altre riserve		9.162.506.050		9.113.576.853	
Utili/(Perdite) accumulati		5.303.025.796		6.061.293.373	
Utile dell'esercizio		1.010.654.499		558.202.514	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	24.879.544.140		25.136.430.535	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	14.502.714.348		17.287.754.222	
Benefici ai dipendenti	24	290.995.396		301.792.836	
Fondi rischi e oneri	25	53.892.853		16.242.515	
Passività per imposte differite	12	290.738.493		251.979.935	
Derivati	14	2.716.865.899	1.364.781.681	2.483.607.608	469.314.078
Altre passività non correnti	26	243.205.378	242.742.934	286.974.494	286.925.885
	<i>(Subtotale)</i>	18.098.412.367		20.628.351.610	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	4.914.568.035	3.243.027.360	4.745.815.106	4.319.403.537
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	3.061.764.326		2.362.593.688	
Debiti commerciali	27	164.019.523	59.244.803	138.773.087	54.531.005
Derivati	14	366.838.872	275.854.022	359.151.436	233.714.323
Altre passività finanziarie correnti	28	642.802.743	83.534.943	694.402.099	54.139.432
Altre passività correnti	30	1.046.387.046	354.456.409	975.526.863	396.492.507
	<i>(Subtotale)</i>	10.196.380.545		9.276.262.279	
TOTALE PASSIVITA'		28.294.792.912		29.904.613.889	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		53.174.337.052		55.041.044.424	

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	Altre riserve diverse	Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	Riserve da valutazione di strumenti finanziari	Utili/(Perdite) accumulati	Utile dell'esercizio	Totale patrimonio netto
Al 1° gennaio 2014	9.403.357.795	5.292.076.658	1.880.671.559	2.215.444.500	68.241.934	(16.808.984)	(259.825.692)	5.911.368.935	1.372.360.952	25.866.887.657
Altri movimenti	-	-	-	-	1.942	-	-	-	-	1.942
Riparto utile 2013:										
- Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.222.436.514)	(1.222.436.514)
- Riserva legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	-	149.924.438	(149.924.438)	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:										
Utili e perdite rilevate direttamente a Patrimonio netto	-	-	-	-	-	7.140.604	(73.365.668)	-	-	(66.225.064)
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	558.202.514	558.202.514
Al 31 dicembre 2014	9.403.357.795	5.292.076.658	1.880.671.559	2.215.444.500	68.243.876	(9.668.380)	(333.191.360)	6.061.293.373	558.202.514	25.136.430.535
Al 1° gennaio 2015	9.403.357.795	5.292.076.658	1.880.671.559	2.215.444.500	68.243.876	(9.668.380)	(333.191.360)	6.061.293.373	558.202.514	25.136.430.535
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riparto utile 2014:										
- Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-	(846.302.202)	(470.167.889)	(1.316.470.091)
- Riserva legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	-	88.034.625	(88.034.625)	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:										
Utili e perdite rilevate direttamente a Patrimonio netto	-	-	-	-	-	(6.262.322)	55.191.519	-	-	48.929.197
Utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-	-	1.010.654.499	1.010.654.499
Totale al 31 dicembre 2015	9.403.357.795	5.292.076.658	1.880.671.559	2.215.444.500	68.243.876	(15.930.702)	(277.999.841)	5.303.025.796	1.010.654.499	24.879.544.140

Rendiconto finanziario

Euro

Note

		2015		2014	
			<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>
Risultato prima delle imposte		809.448.441		275.951.978	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment di attività materiali e immateriali	5.d	12.603.102		11.703.869	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		274.383.043		287.123.443	
Accantonamenti ai fondi		49.937.771		24.534.294	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	6	(2.024.387.668)	(2.024.387.668)	(1.818.272.847)	(1.818.272.847)
(Proventi)/Oneri finanziari netti		452.404.251	1.589.198.831	623.640.479	524.292.099
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		314.602.481		535.184.427	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		(111.008.579)		(60.134.357)	
Incremento/(Decremento) fondi		(28.744.537)		(55.266.390)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	(151.458.645)	(150.839.951)	84.189.474	82.062.633
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		402.341.325	(414.927.710)	54.102.343	(233.456.295)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	25.246.436	4.713.798	(73.343.882)	(27.896.752)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.778.925.604	827.993.050	774.010.519	470.312.293
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(2.528.964.520)	(764.118.403)	(1.369.270.987)	(148.092.677)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	6	2.024.387.668	2.024.387.668	1.818.272.847	1.818.272.847
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(348.876.817)		(246.793.145)	
Cash flow da attività operativa (a)		1.061.847.935		925.766.422	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(14.699.685)	(14.419.589)	(10.940.364)	(10.406.565)
Disinvestimenti in attività materiali e immateriali	10-11	-	-	-	-
Investimenti in partecipazioni	13	(546.800.000)	(546.800.000)	(200.000)	(200.000)
Cessioni di partecipazioni	13	1.861.291	1.861.291	-	-
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		(559.638.394)		(11.140.364)	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	-	-	1.602.264.514	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(2.394.106.607)		(1.103.409.596)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(346.634.658)	45.540.653	(974.482.447)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		2.508.323.348	(15.837.605)	4.632.587.974	2.682.474.947
Dividendi pagati	22	(1.316.470.887)		(1.222.435.833)	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		(1.548.888.804)		2.934.524.612	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		(1.046.679.263)		3.849.150.670	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	21	6.972.042.465		3.122.891.795	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio		5.925.363.202		6.972.042.465	

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, anche in relazione alla struttura organizzativa adottata dalla società, possono essere così sintetizzate:

- > **attività di Holding Functions**, connesse al coordinamento dei processi di governance a livello di Gruppo:
 - Amministrazione, Finanza e Controllo;
 - Risorse Umane ed Organizzazione;
 - Comunicazione;
 - Affari Legali e Societari;
 - Innovazione e Sostenibilità;
 - Affari Europei;
 - Audit;

- > **attività di Global Business line**, responsabili in tutte le geografie del Gruppo del coordinamento e dello sviluppo dei business di riferimento:
 - Infrastrutture e Reti Globali;
 - Generazione Globale;

- > **attività di Global Service**, responsabili a livello di Gruppo del coordinamento di tutte le attività relative all'information technology e agli acquisti:
 - Acquisti Globali;
 - ICT Globale.

Nell'ambito del Gruppo, Enel SpA svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata (con l'eccezione dei Gruppi Endesa e Enersis) 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 2015, 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 22 marzo 2016 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015.

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 2015 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) ed alle interpretazioni IFRIC e SIC, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla

chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed 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 d'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 nei gruppi in dismissione classificati come posseduti 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 dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operation e di quello delle eventuali discontinued operation.

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 operation.

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 "Principi contabili e criteri di valutazione" del bilancio consolidato.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, ad 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.

2. Principi contabili e criteri di valutazione

I principi contabili e i criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono gli stessi, ove applicabili, 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 ad una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto ed 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. Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

4.a Ricavi delle prestazioni – Euro 237 milioni

I “Ricavi delle prestazioni” sono così composti:

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Prestazioni di servizi			
Società del Gruppo	237	245	(8)
Terzi	-	-	-
Totale ricavi delle prestazioni	237	245	(8)

I ricavi per “Prestazioni di servizi”, pari a 237 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. Tali ricavi, che risentono sia della nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo che del nuovo modello di remunerazione della Capogruppo, presentano un decremento rispetto all’esercizio precedente, pari a 8 milioni di euro, dovuto principalmente ai minori riaddebiti nei confronti di alcune società del Gruppo per management fees e technical fees in parte compensato dall’incremento dei ricavi connessi all’attività di comunicazione.

I “Ricavi delle prestazioni” possono essere suddivisi per area geografica come di seguito:

- > 179 milioni di euro in Italia (206 milioni di euro nel 2014);
- > 30 milioni di euro in Europa - Paesi UE (34 milioni di euro nel 2014);
- > 8 milioni di euro in Europa - Paesi extra UE (5 milioni di euro nel 2014);
- > 20 milioni di euro in Altri paesi (non presenti nel 2014).

4.b Altri ricavi e proventi – Euro 8 milioni

Gli “Altri ricavi e proventi” pari a 8 milioni di euro nel 2015, si riferiscono essenzialmente al personale in distacco e risultano in aumento, rispetto a quanto rilevato nell’esercizio precedente (1 milione di euro nel 2014), di 7 milioni di euro.

Costi

5.a Acquisti di materiali di consumo – Euro 1 milione

Gli “Acquisti di materiali di consumo”, pari a 1 milione di euro, si riferiscono all’acquisto da fornitori terzi di materiali di consumo di diversa natura e risultano sostanzialmente invariati rispetto al precedente esercizio.

5.b Servizi e godimento beni di terzi – Euro 199 milioni

I costi per prestazioni di “Servizi e godimento beni di terzi” sono ripartiti come di seguito:

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Costi per servizi	182	170	12
Costi per godimento beni di terzi	17	15	2
Totale servizi e godimento beni di terzi	199	185	14

I “Costi per servizi”, pari complessivamente a 182 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 124 milioni di euro (126 milioni di euro nel 2014) e da società del Gruppo per 57 milioni di euro (44 milioni di euro nel 2014). In particolare, il decremento dei costi per servizi resi da terzi, pari a 2 milioni di euro, è da ricondursi principalmente alla diminuzione delle spese di pubblicità, propaganda e stampa, conseguente alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo, che ha previsto lo spostamento di una parte delle attività di comunicazione dalla Holding alle Countries.

I costi per servizi resi da società del Gruppo, registrano una variazione in aumento di 13 milioni di euro, da ricondursi essenzialmente all’incremento dei costi per i servizi di assistenza informatica e dei servizi alla persona erogati dalla controllata Enel Italia Srl, nonché ai maggiori costi verso Enel Iberoamerica SL per personale in distacco svolgente attività di servizio globale.

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 aumento di 1 milione di euro da collegare essenzialmente ai maggiori costi verso terzi per noleggi di autoveicoli nonché ai costi per affitti e locazioni di beni immobili di proprietà della controllata Enel Italia Srl.

5.c Costo del personale – Euro 176 milioni

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato:

Milioni di euro

	Note	2015	2014	2015-2014
Salari e stipendi		97	71	26
Oneri sociali		30	24	6
Benefici successivi al rapporto di lavoro	24	(4)	5	(9)
Altri benefici a lungo termine	24	11	9	2
Altri costi e altri piani di incentivazione	25	42	11	31
Totale costo del personale		176	120	56

Il “Costo del personale”, pari a 176 milioni di euro, presenta un incremento di 56 milioni di euro rispetto all’esercizio 2014, da imputare essenzialmente all’incremento della voce “salari e stipendi” e dei relativi oneri sociali (complessivamente pari a 32 milioni di euro e da riferire sostanzialmente alle maggiori consistenze), all’aumento dei costi per la sottoscrizione dei nuovi accordi per le uscite incentivate ex art. 4 della Legge Fornero (31 milioni di euro), nonché al decremento degli altri costi, connessi alla disdetta della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni tariffarie con estinzione e rilascio del relativo fondo, alla data del 31 dicembre 2015 (10 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 5 milioni di euro per l’esercizio 2015 e risulta incrementato di 1 milione di euro rispetto all’esercizio 2014 per effetto dell’aumento della consistenza del personale.

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 2015.

	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2015	2014	2015-2014	al 31.12.2015
Dirigenti	212	100	112	211
Quadri	549	384	165	548
Impiegati	337	306	31	339
Totale	1.098	790	308	1.098

5.d Ammortamenti e impairment – Euro 327 milioni

Milioni di euro			
	2015	2014	2015-2014
Ammortamenti delle attività materiali	3	3	-
Ammortamenti delle attività immateriali	9	9	-
Impairment	315	531	(216)
Totale ammortamenti e impairment	327	543	(216)

La voce “ammortamenti e impairment”, pari complessivamente a 327 milioni di euro (543 milioni di euro nel 2014), rileva un decremento di 216 milioni di euro rispetto all’esercizio a raffronto. In particolare, gli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari complessivamente a 12 milioni di euro sono in linea con l’esercizio precedente.

Nel 2015, la voce impairment, pari a 315 milioni di euro, accoglie la perdita di valore registrata sulle partecipazioni detenute in Enel Trade SpA (250 milioni di euro) e in Enel Ingegneria e Ricerca SpA (65 milioni di euro), mentre nell’esercizio 2014 erano state rilevate perdite di valore per 531 milioni di euro riferite alla svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA (512 milioni di euro) e in Enel Ingegneria e Ricerca SpA (19 milioni di euro).

Per dettagli sui criteri adottati per la determinazione di tali perdite di valore si rinvia alla successiva nota 13.

5.e Altri costi operativi – Euro 24 milioni

Gli “Altri costi operativi”, complessivamente pari a 24 milioni di euro, rilevano, rispetto all’esercizio precedente, un incremento di 5 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente all’accantonamento di 3 milioni di euro al fondo “compensazione” eliminazione sconto energia ex dipendenti, costituito al 31 dicembre 2015, conseguentemente alla disdetta, con decorrenza 1° gennaio 2016, dell’accordo sulle agevolazioni tariffarie riconosciute ai pensionati e ai superstiti.

Il **risultato operativo**, negativo per 482 milioni di euro presenta, rispetto all’esercizio a raffronto, un miglioramento di 141 milioni di euro da ricondurre sostanzialmente alla rilevazione nel 2014 di maggiori perdite di valore su partecipazioni per 216 milioni di euro e ai maggiori costi, registrati nel 2015, per il personale (56 milioni di euro) e per i servizi e godimento beni di terzi (14 milioni di euro).

6. Proventi da partecipazioni – Euro 2.024 milioni

I proventi da partecipazioni, pari a 2.024 milioni di euro, interamente incassati nel corso del 2015, si riferiscono ai dividendi deliberati dalle Assemblee degli Azionisti delle società controllate e collegate (1.545 milioni di euro) e al dividendo straordinario erogato da Enel Iberoamérica SL (479 milioni di euro).

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Dividendi da imprese controllate e collegate	2.023	1.818	205
Enel Produzione SpA	-	223	(223)
Enel Distribuzione SpA	1.245	1.373	(128)
Enelpower SpA	-	1	(1)
Enel.Factor SpA	-	3	(3)
Enel Italia Srl	9	7	2
Enel Energia SpA	159	16	143
Enel Servizio Elettrico SpA	-	85	(85)
Enel Green Power SpA	109	109	-
Enel Iberoamérica SL	500	-	500
CESI SpA	1	1	-
Dividendi da altre imprese	1	-	1
Emittenti Titoli SpA	1	-	1
Totale proventi da partecipazioni	2.024	1.818	206

7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 334 milioni

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Proventi finanziari da derivati			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	2.813	1.726	1.087
proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.813	1.726	1.087
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	545	464	81
proventi da derivati di fair value hedge	33	39	(6)
proventi da derivati di cash flow hedge	435	415	20
proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	77	10	67
Totale Proventi finanziari da derivati	3.358	2.190	1.168
Oneri finanziari da derivati			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	2.824	1.737	1.087
oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.824	1.737	1.087
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	200	217	(17)
oneri da derivati di fair value hedge	27	-	27
oneri da derivati di cash flow hedge	102	167	(65)
oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	71	50	21
Totale Oneri finanziari da derivati	3.024	1.954	1.070
TOTALE PROVENTI / (ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	334	236	98

I proventi finanziari netti da contratti derivati ammontano a 334 milioni di euro (236 milioni di euro nel 2014) 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 98 milioni di euro ed è determinata dall'effetto combinato del decremento degli oneri finanziari netti su derivati di cash flow hedge (85 milioni di euro), dell'incremento dei proventi finanziari netti su derivati valutati al fair value through profit

or loss (46 milioni di euro), dei maggiori oneri finanziari netti su derivati di fair value hedge (33 milioni di euro), stipulati tutti nell'interesse di Enel SpA, sia su tassi di interesse che 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".

8. Altri proventi/(oneri) finanziari netti – Euro (1.066) milioni

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Altri proventi finanziari			
Interessi attivi			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	5	6	(1)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	155	206	(51)
Totale	160	212	(52)
Differenze positive di cambio	5	10	(5)
Proventi FVH - adeguamento posta coperta	4	-	4
Altro	8	-	8
Totale Altri Proventi finanziari	177	222	(45)
Altri Oneri finanziari			
Interessi passivi			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	25	67	(42)
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	930	968	(38)
Interessi passivi su altri finanziamenti	1	3	(2)
Totale	956	1.038	(82)
Differenze negative di cambio	279	293	(14)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	6	9	(3)
Oneri FVH - adeguamento posta coperta	-	26	(26)
Altro	2	11	(9)
Totale Altri Oneri finanziari	1.243	1.377	(134)
TOTALE ALTRI PROVENTI / (ONERI) FINANZIARI NETTI	(1.066)	(1.155)	89

Gli altri oneri finanziari netti pari a 1.066 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (956 milioni di euro) e le differenze negative di cambio (279 milioni di euro) risultando parzialmente bilanciati dagli interessi attivi su attività finanziarie sia a breve che a lungo termine (complessivamente pari a 160 milioni di euro). Il decremento degli altri oneri finanziari netti, pari a 89 milioni di euro, rispetto al 2014, è stato determinato principalmente dai minori interessi passivi maturati sui debiti finanziari (82 milioni di euro) ed hanno risentito sostanzialmente della movimentazione del debito intervenuta nel corso dell'esercizio.

9. Imposte – Euro (201) milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014
Imposte correnti	(197)	(299)	102
Imposte anticipate	(2)	8	(10)
Imposte differite	(2)	9	(11)
Totale imposte	(201)	(282)	81

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2015 risultano complessivamente positive per 201 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).

La variazione di 81 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente risente essenzialmente del diverso ammontare, nei due esercizi di riferimento, dei dividendi percepiti dalle società controllate e delle svalutazioni sulle partecipazioni aventi i requisiti di cui all'articolo 87 del Tuir.

Nella tabella che segue viene rappresentata la riconciliazione dell'aliquota fiscale teorica con quella effettiva.

Milioni di euro

	2015	Incidenza %	2014	Incidenza %
Risultato ante imposte	810		276	
Imposte teoriche Ires (27,5%)	223	27,5%	76	27,5%
Minori imposte:				
- dividendi da partecipazione	(529)	-65,3%	(475)	-172,1%
- utilizzo fondi	(10)	-1,2%	(14)	-5,1%
- altre	(11)	-1,4%	(22)	-8,0%
Maggiori imposte:				
- svalutazioni dell'esercizio	86	10,6%	152	55,1%
- accantonamento ai fondi	17	2,1%	10	3,6%
- sopravvenienze passive	2	0,2%	3	1,1%
- altre	32	4,0%	3	1,1%
Totale imposte correnti sul reddito (Ires)	(190)	-23,5%	(267)	-96,7%
Irap	-	-	-	-
Differenza su stime imposte anni precedenti	(7)	-0,9%	(32)	-11,6%
Totale fiscalità differita	(4)	-0,5%	17	6,2%
- di cui effetto variazione aliquota	7		-	
- di cui movimenti dell'anno	(11)		9	
- di cui differenza stime anni precedenti	-		8	
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	(201)	-24,8%	(282)	-102,2%

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

10. Attività materiali – Euro 7 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2014 e 2015 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	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
Investimenti	-	-	-	-	-	2	2
Ammortamenti	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Totale variazioni	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Costo storico	1	3	3	5	19	35	66
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(18)	(31)	(59)
Consistenza al 31.12.2015	1	1	-	-	1	4	7

Le “Attività materiali” risultano complessivamente pari a 7 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 agli 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 14 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 31.12.2013	10	1	11
Investimenti	-	9	9
Passaggi in esercizio	9	(9)	-
Ammortamenti	(9)	-	(9)
Totale variazioni	-	-	-
Consistenza al 31.12.2014	10	1	11
Investimenti	-	13	13
Passaggi in esercizio	13	(14)	(1)
Ammortamenti	(9)	-	(9)
Totale variazioni	4	(1)	3
Consistenza al 31.12.2015	14	-	14

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, si è incrementato di 3 milioni di euro a seguito essenzialmente dei passaggi in esercizio pari a 13 milioni di euro e degli ammortamenti pari a 9 milioni di euro. I passaggi in esercizio riguardano principalmente i sistemi software per la gestione della reportistica global e consolidata, del rischio e delle attività di finanza accentrata.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite – Euro 373 milioni e Euro 291 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 31.12.2014	Incres./((Decrem.) con imputazione a Conto economico	Incres./((Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	Altri movimenti	al 31.12.2015
Totale					Totale
Attività per imposte anticipate					
Natura delle differenze temporanee:					
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	28	1	-	(21)	8
- strumenti finanziari derivati	314	-	(13)	-	301
- altre partite	41	1	1	21	64
Totale Attività per imposte anticipate	383	2	(12)	-	373
Passività per imposte differite					
Natura delle differenze temporanee:					
- valutazione strumenti finanziari	243	-	41	-	284
- altre partite	9	(2)	-	-	7
Totale Passività per imposte differite	252	(2)	41	-	291
Attività per imposte anticipate su Ires risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	172				136
Passività per imposte differite su Irap risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	(41)				(54)

Le "Attività per imposte anticipate" ammontano a 373 milioni di euro (383 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e presentano un decremento di 10 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi sostanzialmente per 13 milioni di euro alle minori imposte anticipate sulla valutazione al fair value delle operazioni di cash flow hedge e per 3 milioni di euro (di cui 2 milioni di euro con imputazione a Conto economico e 1 milione di euro con imputazione a patrimonio netto) all'incremento delle imposte anticipate connesse sia ad accantonamenti per rischi e perdite di valore sia ad altre partite.

Le "Passività per imposte differite" sono pari a 291 milioni di euro (252 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e registrano un incremento di 39 milioni di euro, dovuto sostanzialmente alle imposte differite relative alla valutazione al fair value delle operazioni di cash flow hedge (41 milioni di euro).

Il valore delle imposte anticipate e differite è stato determinato applicando l'aliquota del 27,5% per l'Ires relativamente ad accantonamenti e rilasci previsti per il 2016, mentre per gli accantonamenti che permangono successivamente all'esercizio 2016, come da disposizioni di legge, l'aliquota è stata aggiornata al 24,0% (l'effetto di tale variazione di aliquota ha comportato un rilascio complessivo da patrimonio netto pari a 10 milioni di euro e un rilascio da Conto economico pari a 7 milioni di euro). Inoltre sulle sole imposte differite è stata applicata anche l'aliquota del 5,57% per l'Irap (tenuto conto delle addizionali regionali). Sulle imposte anticipate non è stata applicata l'Irap in quanto, per i prossimi esercizi, non si prevede di realizzare redditi imponibili Irap tali da riassorbire le differenze temporanee deducibili.

13. Partecipazioni – Euro 38.984 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 %	Apporti in conto capitale e a copertura perdite	Movimenti del 2015				Costo originario	(Svalutazioni) / Rivalutazioni	Altre Variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
							Acquisizioni / (Cessioni) / (Liquidazioni) / (Rimborsi)	Costituzioni / Conferimenti (+-) / Fusioni (+-) / (Scissioni)	Rettifiche di valore	Saldo movimenti					
al 31.12.2014						Movimenti del 2015				al 31.12.2015					
A) Imprese controllate															
Enel Produzione SpA	4.892	(512)	4	4.384	100,0	-	-	-	-	-	4.892	(512)	4	4.384	100,0
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	46	(19)	1	28	100,0	40	-	-	(65)	(25)	86	(84)	1	3	100,0
Enel Distribuzione SpA	4.054	-	2	4.056	100,0	-	-	-	-	-	4.054	-	2	4.056	100,0
Enel Servizio Elettrico SpA	110	-	-	110	100,0	-	-	-	-	-	110	-	-	110	100,0
Enel Trade SpA	901	-	1	902	100,0	500	-	-	(250)	250	1.401	(250)	1	1.152	100,0
Enel Green Power SpA	3.640	-	2	3.642	68,3	-	-	-	-	-	3.640	-	2	3.642	68,3
Enel Investment Holding BV	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0	-	-	-	-	-	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100,0	-	-	-	-	-	189	(159)	-	30	100,0
Enel OpEn Fiber SpA	-	-	-	-	-	-	-	5	-	5	5	-	-	5	100,0
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100,0	-	-	-	-	-	1.321	(8)	-	1.313	100,0
Enel Iberoamérica SL	18.300	-	-	18.300	100,0	-	-	-	-	-	18.300	-	-	18.300	100,0
Enel.Factor SpA	18	-	-	18	100,0	-	-	-	-	-	18	-	-	18	100,0
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100,0	-	-	-	-	-	5	-	-	5	100,0
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100,0	-	-	-	-	-	525	(41)	3	487	100,0
Enel.NewHydro Srl	70	(54)	-	16	100,0	-	-	-	-	-	70	(54)	-	16	100,0
Enel Finance International NV	1.414	-	-	1.414	100,0	-	-	-	-	-	1.414	-	-	1.414	100,0
Enel Oil & Gas SpA	-	-	-	-	100,0	2	(2)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale controllate	43.983	(5.266)	13	38.730		542	(2)	5	(315)	230	44.528	(5.581)	13	38.960	
C) Imprese collegate															
CESI SpA	23	-	-	23	42,7	-	-	-	-	-	23	-	-	23	42,7
Totale collegate	23	-	-	23		-	-	-	-	-	23	-	-	23	
D) Altre imprese															
Elcogas SA	5	(5)	-	-	4,3	-	-	-	-	-	5	(5)	-	-	4,3
Emittenti Titoli SpA	1	-	-	1	10,0	-	-	-	-	-	1	-	-	1	10,0
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
Totale altre imprese	6	(5)	-	1		-	-	-	-	-	6	(5)	-	1	
TOTALE PARTECIPAZIONI	44.012	(5.271)	13	38.754		542	(2)	5	(315)	230	44.557	(5.586)	13	38.984	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2015:

Milioni di euro

Incrementi:	
Ripatrimonializzazione di Enel Oil & Gas SpA	2
Ripatrimonializzazione di Enel Trade SpA	500
Ripatrimonializzazione di Enel Ingegneria e Ricerca SpA	40
Costituzione della società Enel OpEn Fiber SpA	5
Totale incrementi	547
Decrementi:	
Cessione a Enel Trade SpA della partecipazione detenuta in Enel Oil & Gas SpA	(2)
Svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Ingegneria e Ricerca SpA	(65)
Svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA	(250)
Totale decrementi	(317)
SALDO MOVIMENTI	230

L'incremento del valore delle partecipazioni detenute in società controllate, collegate e in altre imprese, pari a 230 milioni di euro, è da riferirsi:

- > alla ripatrimonializzazione della società Enel Oil & Gas SpA, avvenuta nel mese di gennaio per un importo pari a 2 milioni di euro, da quest'ultima destinato a incremento della voce "Altre riserve" del patrimonio netto e necessario alla stessa per far fronte alle proprie esigenze operative e finanziarie. Successivamente, nel mese di novembre, la partecipazione è stata ceduta a Enel Trade SpA a fronte di un corrispettivo di 2 milioni di euro corrispondente al valore del patrimonio netto della società stessa;
- > alla ripatrimonializzazione, in data 4 dicembre 2015, della controllata Enel Trade SpA mediante rinuncia a parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo pari a 500 milioni di euro e destinato da quest'ultima ad un'apposita riserva disponibile di patrimonio netto;
- > alla ripatrimonializzazione, in data 15 dicembre 2015, della controllata Enel Ingegneria e Ricerca SpA mediante rinuncia a parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo pari a 40 milioni di euro e destinato da quest'ultima ad un'apposita riserva disponibile di patrimonio netto;
- > alla costituzione, in data 21 dicembre 2015, tramite il versamento del capitale sociale di 5 milioni di euro interamente posseduto da Enel SpA, della società Enel OpEn Fiber SpA, nata per lo sviluppo delle reti di comunicazione elettronica ad alta velocità in fibra ottica e a banda ultra larga;
- > all'adeguamento di valore, pari a 65 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Ingegneria e Ricerca SpA per tener conto dei risultati negativi generati dalla contrazione delle attività operative connesse ai minori investimenti nella generazione convenzionale effettuati dal Gruppo e dell'accantonamento relativo agli accordi sindacali per l'applicazione dell'art. 4 della L. 92/2012 (c.d. legge Fornero);
- > all'adeguamento di valore, pari a 250 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA, necessario per tenere conto dei risultati negativi della società, connessi all'andamento del mercato energetico delle commodity e all'evoluzione del business dell'upstream. Tale svalutazione ha comportato l'adeguamento del valore di carico della partecipazione al valore risultante dal test di impairment svolto utilizzando il modello Discounted Cash Flow; pertanto, sebbene tale valore risulti ancora superiore al Patrimonio netto contabile della partecipata, i risultati del test ne confermano la piena recuperabilità.

Nella tabella che segue vengono riportate le principali assunzioni che hanno caratterizzato l'impairment di Enel Ingegneria e Ricerca SpA e di Enel Trade SpA.

Milioni di euro	Costo originario	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal Value ⁽³⁾
al 31.12.2015					
Ingegneria e Ricerca SpA	68	2,00%	9,25%	5 anni	Perpetuità
Enel Trade SpA	1.402	1,90%	9,37%	5 anni	Perpetuità

⁽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.

La stima del valore recuperabile delle partecipazioni iscritto in bilancio attraverso i test di impairment è stata effettuata determinando l'equity value delle partecipazioni in esame mediante una stima del valore d'uso basata sull'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.

Ai fini del confronto con il valore di carico delle partecipazioni, l'Enterprise Value risultante dalla stima dei flussi di cassa futuri è stato convertito in Equity Value decurtandolo della posizione finanziaria netta della partecipazione.

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 per il periodo 2016-2020 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 il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test di tali partecipazioni è di cinque anni;
- > 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.

I certificati azionari relativi alle partecipazioni in società controllate italiane detenute da Enel SpA sono presso il 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 2015.

	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	4.244	330	100,0	4.384
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Euro	30.000.000	29	(37)	100,0	3
Enel Distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	4.730	1.613	100,0	4.056
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Euro	10.000.000	69	(29)	100,0	110
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	480	(255)	100,0	1.152
Enel Green Power SpA	⁽¹⁾ Roma	Euro	1.000.000.000	9.630	264	68,3	3.642
Enel Investment Holding BV	⁽¹⁾ Amsterdam	Euro	1.593.050.000	4.245	(593)	100,0	4.025
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	30	-	100,0	30
Enel OpEn Fiber SpA	Roma	Euro	5.000.000	5	-	100,0	5
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	1.785	395	100,0	1.313
Enel Iberoamérica SL	Madrid	Euro	500.000.000	23.482	435	100,0	18.300
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	52	4	100,0	18
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000	63	8	100,0	5
Enel Italia Srl	Roma	Euro	50.000.000	388	(22)	100,0	487
Enel.NewHydro Srl	Roma	Euro	1.000.000	19	1	100,0	16
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1.478.810.370	1.486	31	100,0	1.414
C) Imprese collegate							
CESI SpA	Milano	Euro	8.550.000	101	9	42,7	23
D) Altre imprese							
Elcogas SA	⁽²⁾ Puertollano	Euro	809.690	(79)	(68)	4,3	-
Emittenti Titoli SpA	⁽²⁾ Milano	Euro	4.264.000	16	10	10,0	1
Idrosicilia SpA	⁽²⁾ Milano	Euro	22.520.000	43	3	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 2014.

Relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Produzione SpA, Enel Italia Srl, Enel Servizio Elettrico SpA, oltre alla già citata Enel Trade SpA, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2015 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 Produzione 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.

Infine, con riferimento alla controllata Enel Investment Holding BV, si segnala che – pur in presenza di un patrimonio netto superiore al valore di carico della partecipata – si è comunque ritenuto opportuno procedere alla redazione di un test di impairment al 31 dicembre 2015, essenzialmente in ragione dell'andamento negativo della partecipazione di controllo che quest'ultima detiene in Enel Russia, società operante nell'attività di generazione da fonte termoelettrica, la quale è stata oggetto di rilevazione di una perdita da impairment in corso d'anno.

Le "Partecipazioni in altre imprese", al 31 dicembre 2015 sono tutte riferite a società non quotate e sono valutate al costo poiché il fair value non può essere attendibilmente determinato.

La partecipazione in Elgogas è stata completamente svalutata nel 2014 e dal 01 Gennaio 2015 la società è in liquidazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Partecipazioni in società non quotate valutate al costo	1	1
Elcogas SA	-	-
Emittenti Titoli SpA	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivati – Euro 2.591 milioni, euro 299 milioni, euro 2.717 milioni, euro 367 milioni

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Attività finanziarie - Derivati	2.591	1.979	299	280
Passività finanziarie - Derivati	2.717	2.484	367	359

Per maggiori dettagli sulla natura, la rilevazione e la classificazione 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 107 milioni

La composizione di tale voce è la seguente:

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Risconti attivi finanziari		30	25	5
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	77	121	(44)
Totale		107	146	(39)

I “Risconti attivi” si riferiscono essenzialmente ai costi di transazione residui sia 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 e alla successiva rinegoziazione effettuata il 12 febbraio 2015 per 9,4 miliardi di euro. La rinegoziazione ha comportato una generale riduzione del costo e l'estensione della durata fino al 2020. 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 77 milioni

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Crediti finanziari				
Crediti verso imprese controllate	31.1.1	72	117	(45)
Altri crediti finanziari		5	4	1
Totale		77	121	(44)

La voce “Crediti finanziari verso imprese controllate”, pari a 72 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 del rimborso delle quote capitale alle scadenze previste per ogni prestito. Il decremento di 45 milioni di euro è riferibile alla riclassifica tra le altre attività finanziarie correnti della quota dei crediti in scadenza entro i dodici mesi successivi.

16. Altre attività non correnti – Euro 409 milioni

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro			
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Crediti tributari	244	290	(46)
Crediti verso società controllate per accollo PIA	162	173	(11)
Altri crediti a lungo termine	3	4	(1)
TOTALE ALTRE ATTIVITA' NON CORRENTI	409	467	(58)

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 effettuate 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. Il decremento rispetto al precedente esercizio, pari a 46 milioni di euro, è dovuto al rimborso parziale di 39 milioni di euro relativo alle annualità 2004-2007 e ad una rideterminazione del valore della quota di credito per interessi conseguente al rimborso dell'Agenzia delle Entrate.

La voce “Crediti verso società controllate per accollo PIA”, pari a 162 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 “Benefici ai dipendenti”.

In relazione alle previsioni attuariali formulate in base alle correnti assunzioni, la quota esigibile oltre il 5° anno dei “Crediti verso società controllate per accollo PIA” è stimata pari a 100 milioni di euro (111 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli “altri crediti a lungo termine”, pari a 3 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 283 milioni

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Clienti:			
- altri crediti	7	6	1
Totale	7	6	1
Crediti commerciali verso imprese controllate	276	126	150
TOTALE CREDITI COMMERCIALI	283	132	151

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. L’incremento, pari a 151 milioni di euro, è correlato all’andamento dei ricavi connessi ai medesimi servizi, nonché alla diversa tempistica degli incassi rispetto a quanto avvenuto nel precedente esercizio.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Imprese controllate			
Enel Iberoamérica SL	1	1	-
Enel Produzione SpA	23	18	5
Enel Distribuzione SpA	44	7	37
Enel Green Power SpA	17	7	10
Endesa SA	(1)	-	(1)
Enel Servizio Elettrico SpA	3	(1)	4
Enel Trade SpA	5	3	2
Enel Energia SpA	7	21	(14)
Enel Italia Srl	78	-	78
Slovenské elektrárne AS	16	17	(1)
Enel.si Srl	1	6	(5)
Enel Green Power North America Inc	1	1	-
Enel Sole Srl	-	2	(2)
Enel Russia PJSC	18	16	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	19	16	3
Endesa Generación SA	3	(2)	5
Endesa Energía SA	4	6	(2)
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Brasil SA	15	-	15
Empresa De Distribución Eléctrica De Lima Norte SAA	2	-	2
Edegel SA	2	-	2
Altre	14	4	10
Totale	276	126	150

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro				
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014	
Italia	181	66	115	
Europa - UE	56	47	9	
Europa - extra UE	22	18	4	
Altri	24	1	23	
Totale	283	132	151	

18. Crediti per imposte sul reddito – Euro 319 milioni

I crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2015 ammontano a 319 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito Ires della Società per imposte correnti dell'esercizio (189 milioni di euro), nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata Ires 2015 (127 milioni di euro).

19. Altre attività finanziarie correnti – Euro 3.403 milioni

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro				
	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	3.052	4.693	(1.641)
Altre attività finanziarie correnti		351	347	4
Totale		3.403	5.040	(1.637)

19.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento– Euro 3.052 milioni

Milioni di euro				
	Note	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Crediti finanziari verso società del Gruppo:				
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	31.1.1	2.912	4.018	(1.106)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	31.1.1	46	-	46
Crediti finanziari verso terzi:				
- altri crediti finanziari		8	3	5
- cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC	31.1.1	86	672	(586)
TOTALE		3.052	4.693	(1.641)

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" pari a 3.052 milioni di euro al 31 dicembre 2015 sono rappresentate da "crediti finanziari verso società del Gruppo" per 2.958 milioni di euro e da "crediti finanziari verso terzi" per 94 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo" si decrementano, rispetto al 31 dicembre 2014, di 1.060 milioni di euro essenzialmente per effetto dei minori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (1.106 milioni di euro) solo in parte compensati dalle quote correnti dei crediti derivanti dall'accollo da parte delle società del Gruppo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario (46 milioni di euro).

I "Crediti finanziari verso terzi" evidenziano un decremento di 581 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. Altre attività correnti – Euro 460 milioni

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2015 è di seguito descritta.

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Crediti tributari	21	33	(12)
Altri crediti verso società del Gruppo	422	208	214
Crediti verso altri	17	3	14
Totale	460	244	216

Le “Altre attività correnti” rilevano, rispetto al 31 dicembre 2014, un incremento complessivo di 216 milioni di euro.

I “Crediti tributari”, pari a 21 milioni di euro, si riferiscono al credito verso l’Erario per IVA di Gruppo (14 milioni di euro) e ad altri crediti pregressi per imposte sul reddito (7 milioni di euro). La diminuzione di 12 milioni di euro, rispetto a quanto rilevato nell’esercizio precedente, è da ricondurre essenzialmente al minore credito per IVA di Gruppo.

Gli “Altri crediti verso società del Gruppo” sono relativi principalmente ai crediti tributari Ires verso le società del Gruppo aderenti all’istituto del consolidato fiscale nazionale (312 milioni di euro), nonché ai crediti per IVA verso le società controllate aderenti all’IVA di Gruppo (110 milioni di euro). La variazione in aumento di 214 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2014, è relativa essenzialmente ai maggiori crediti Ires infragruppo connessi al consolidato fiscale nazionale (196 milioni di euro).

21. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti – Euro 5.925 milioni

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Depositi bancari e postali	5.925	6.972	(1.047)
Denaro e valori in cassa	-	-	-
Totale	5.925	6.972	(1.047)

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 5.925 milioni di euro, presentano un decremento di 1.047 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014, principalmente dovuto agli effetti del rimborso di alcuni prestiti obbligazionari, nonché alla normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel SpA.

Passivo

22. Patrimonio netto – Euro 24.880 milioni

Il patrimonio netto è pari a 24.880 milioni di euro ed è in diminuzione di 256 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2014. Tale variazione è riferibile alla distribuzione del dividendo dell'esercizio 2014 nella misura di 0,14 euro per azione (complessivamente pari a 1.316 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 28 maggio 2015, nonché all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (1.060 milioni di euro).

Capitale sociale – Euro 9.403 milioni

Al 31 dicembre 2015 (così come al 31 dicembre 2014) 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.

Alla stessa data, 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 risultavano 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 25,50% del capitale sociale), Norges Bank (con il 2,018% del capitale sociale; partecipazione che è scesa sotto il 2% a decorrere dall'8 gennaio 2016) e CNP Assurances (con il 2,87% del capitale sociale, posseduto alla data del 23 giugno 2015 a titolo di gestione del risparmio).

Altre Riserve – Euro 9.163 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 di cash flow hedge – Euro (277 milioni)

La voce al 31 dicembre 2015 è costituita esclusivamente dalla riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash flow hedge negativa per 277 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo per 17 milioni di euro).

Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti – Euro (16 milioni)

Al 31 dicembre 2015 la riserva per Piani a benefici ai dipendenti è pari a 16 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 3 milioni di euro). La riserva accoglie gli utili e le perdite attuariali rilevate direttamente a patrimonio netto, non essendo più applicabile il cosiddetto 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 2014 e 2015.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio				Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio				al 31.12. 2015
	al 01.01. 2014	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	al 31.12. 2014	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte			
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	(259)	173	(248)	2	(332)	441	(334)	(52)	(277)
Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	(17)	10	-	(3)	(10)	(5)	-	(1)	(16)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	(276)	183	(248)	(1)	(342)	436	(334)	(53)	(293)

Utili e perdite accumulati – Euro 5.303 milioni

Nell'esercizio 2015 la voce ha presentato una variazione in diminuzione di 758 milioni di euro per effetto di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 28 maggio 2015, che ha previsto l'utilizzo di tale riserva, per 846 milioni di euro, per la distribuzione di dividendi a favore degli azionisti e la destinazione a "utili portati a nuovo" di una quota parte del risultato positivo dell'esercizio 2014, pari a 88 milioni di euro.

Utile dell'esercizio – Euro 1.011 milioni

L'utile dell'esercizio 2015 è pari a 1.011 milioni di euro.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	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 292/1993	2.215	ABC	2.215
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(277)		
- riserva contributi in conto capitale	19	ABC	19
- riserva stock option	29	ABC	29
- riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici ai dipendenti	(16)		
- altre	20	ABC	20
Utili / (Perdite) accumulati	5.303	ABC	5.303
Totale	23.869		12.878
<i>di cui quota distribuibile</i>			12.875

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 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.

Si evidenzia che nei precedenti tre esercizi una parte della riserva disponibile denominata "utili e perdite accumulati" è stata utilizzata per un importo pari a 846 milioni di euro per la distribuzione di dividendi a favore degli azionisti.

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 2014 e 2015.

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
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
Dividendi pagati nel 2015		
- Dividendi relativi al 2014	1.316	0,14
- Acconto sul dividendo 2015	-	-
- Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2015	1.316	0,14

Il dividendo dell'esercizio 2015, pari a euro 0,16 per azione, per un ammontare complessivo di 1.627 milioni di euro, verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 26 maggio 2016 in unica convocazione. Il presente bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2015.

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 stakeholders ed 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 tal 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 2015.

A tal fine, la società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2015 e 2014 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro			
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Posizione finanziaria non corrente	(14.503)	(17.288)	2.785
Posizione finanziaria corrente netta	1.001	4.556	(3.555)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	77	121	(44)
Indebitamento finanziario netto	(13.425)	(12.611)	(814)
Patrimonio netto	24.880	25.136	(256)
Indice debt/equity	(0,54)	(0,50)	(0,04)

23. Finanziamenti – Euro 14.503 milioni, euro 3.062 milioni, euro 4.914 milioni

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Finanziamenti a lungo termine	14.503	17.288	3.062	2.363
Finanziamenti a breve termine	-	-	4.914	4.746

Per maggiori dettagli sulla natura, rilevazione e classificazione dei finanziamenti si rimanda alla nota 31 "Strumenti finanziari".

24. Benefici ai dipendenti – Euro 291 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, Indennità aggiuntiva contributi Fopen, Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile e piani di incentivazione al personale. A seguito della disdetta della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni tariffarie, alla data del 31 dicembre 2015, è stato estinto e rilasciato il fondo Sconto Energia (energia a tariffa ridotta limitatamente al personale in quiescenza) per 10 milioni di euro.

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 2015 e al 31 dicembre 2014.

Milioni di euro	2015					2014				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITA' ATTUARIALE										
Passività attuariale al 1° gennaio	242	11	35	14	302	273	11	37	15	336
Costo normale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	6	-	-	11	17	-	-	-	10	10
Interessi passivi	5	-	1	-	6	8	-	1	-	9
Perdite / (Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-	-	-	-	-	(7)	-	(2)	-	(9)
Rettifiche basate sull'esperienza passata	6	-	-	-	6	(3)	1	1	-	(1)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	(1)	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Perdite / (Utili) al momento dell'estinzione	-	(10)	-	-	(10)	-	-	-	-	-
Altri pagamenti	(33)	(1)	(2)	(4)	(40)	(29)	(1)	(2)	(11)	(43)
Altri movimenti	5	-	3	3	11	-	-	-	-	-
Passività attuariale al 31 dicembre	230	-	37	24	291	242	11	35	14	302

Milioni di euro

	2015	2014
Perdite / (Utili) rilevate a Conto economico		
Costo normale	16	10
Interessi passivi	6	9
Perdite / (utili) al momento dell'estinzione	(10)	-
Totale	12	19

Milioni di euro

	2015	2014
Perdite / (Utili) da rimisurazione rilevate nelle OCI		
Perdite / (utili) attuariali sui piani a benefici definiti	6	(10)
Altre variazioni	-	-
Totale	6	(10)

Il costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti per benefici ai dipendenti relativo al 2015 è pari a 17 milioni di euro ed è rilevato tra i costi del personale (10 milioni di euro nel 2014), mentre gli interessi passivi derivanti dall'attualizzazione delle passività sono pari a 6 milioni di euro (9 milioni di euro nel 2014). Gli utili al momento dell'estinzione pari a 10 milioni di euro, sono dovuti al decremento degli altri costi per la disdetta della regolamentazione collettiva sulle agevolazioni tariffarie, con estinzione e rilascio del relativo fondo alla data del 31 dicembre 2015.

Le principali assunzioni, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono di seguito riportate.

	2015	2014
Tasso di attualizzazione	0,50 % - 2,15 %	0,50 % - 2,15 %
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,6 % - 3,6 %	1,6 % - 3,6 %
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,6%	2,6%

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	5	1

25. Fondi rischi e oneri – Euro 53 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	Altri movimenti		
	al 31.12.2014					al 31.12.2015
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						<i>di cui quota corrente</i>
- contenzioso legale	12	3	-	-	-	15
- altri	3	3	-	-	-	6
Totale Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi	15	6	-	-	-	21
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1	32		(1)		32
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	16	38	-	(1)	-	53
						20

L'incremento del fondo relativo al contenzioso legale, pari a 3 milioni di euro, riflette essenzialmente l'introduzione di nuove cause in materia di lavoro e la revisione di stima su alcuni contenziosi in essere.

Il suddetto Fondo è composto da contenziosi relativi al paese Italia ed è sostanzialmente riferito a cause di lavoro (10 milioni di euro) e a cause legate a contratti di appalto (3 milioni di euro).

La variazione in aumento degli altri fondi, pari a 3 milioni di euro, è essenzialmente determinata dall'accantonamento al fondo "compensazione" eliminazione sconto energia ex dipendenti costituito al 31 dicembre 2015, conseguentemente alla disdetta, con decorrenza 1° gennaio 2016, dell'accordo sulle agevolazioni tariffarie ai pensionati e superstiti.

L'incremento del fondo oneri per incentivi all'esodo del Personale, pari a 32 milioni di euro, e' dovuto essenzialmente all'aumento dei costi per la sottoscrizione dei nuovi accordi per uscite incentivate ex art. 4 della Legge Fornero (31 milioni di euro).

26. Altre passività non correnti – Euro 243 milioni

Le "Altre passività non correnti" pari a 243 milioni di euro (287 milioni di euro al 31 dicembre 2014), 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 in diminuzione dell'esercizio, pari a 44 milioni di euro, è riferibile essenzialmente al rimborso parziale di tale credito relativamente alle annualità 2004-2007 (39 milioni di euro) e alla rideterminazione del debito in seguito a tale rimborso.

27. Debiti commerciali – Euro 164 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Debiti commerciali:			
- verso terzi	105	85	20
- verso società del Gruppo	59	54	5
Totale	164	139	25

I "Debiti commerciali" sono costituiti da debiti verso terzi per 105 milioni di euro (85 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e da debiti verso società del Gruppo per 59 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2015 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Imprese controllate			
Enel Produzione SpA	1	1	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	1	-	1
Enel Servizio Elettrico SpA	1	-	1
Enel Trade SpA	1	1	-
Enel Italia Srl	36	25	11
Enel Iberoamérica SL	8	-	8
Enel.Factor SpA	2	12	(10)
Endesa SA	1	4	(3)
Enel Russia PJSC	4	4	-
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	3	(3)
Altre	4	4	-
Totale	59	54	5

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica di destinazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Fornitori:			
Italia	132	123	9
Europa - UE	18	9	9
Europa - extra UE	10	5	5
Altri	4	2	2
Totale	164	139	25

28. Altre passività finanziarie correnti – Euro 643 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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Passività finanziarie differite	31.2.1	584	649	(65)
Altre partite	31.2.1	59	45	14
Totale		643	694	(51)

Le “Passività finanziarie differite” si riferiscono principalmente a interessi passivi di competenza dell’esercizio maturati sui debiti finanziari, mentre le “Altre partite” accolgono essenzialmente i debiti verso le società del Gruppo maturati nell’esercizio 2015, liquidabili nell’esercizio successivo, connessi sia a oneri finanziari realizzati su derivati di copertura su cambio commodity sia a interessi passivi maturati sui conti correnti intercompany.

29. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine – Euro 13.425 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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Finanziamenti a lungo termine	23	14.503	17.288	(2.785)
Finanziamenti a breve termine	23	4.914	4.746	168
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	23	3.062	2.363	699
Attività finanziarie non correnti incluse nell’indebitamento	15.1	77	121	(44)
Attività finanziarie correnti incluse nell’indebitamento	19.1	3.052	4.693	(1.641)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	5.925	6.972	(1.047)
TOTALE		13.425	12.611	814

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2015 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 31.12.2015		al 31.12.2014		2015-2014
	<i>di cui con parti correlate</i>		<i>di cui con parti correlate</i>		
Depositi bancari e postali	5.925		6.972		(1.047)
Liquidità	5.925		6.972		(1.047)
Crediti finanziari correnti	3.052	2.958	4.693	4.018	(1.641)
Debiti bancari correnti	(2)		(3)		1
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(3.062)		(2.363)		(699)
Altri debiti finanziari correnti	(4.912)	(3.243)	(4.743)	(4.320)	(169)
Debiti finanziari correnti	(7.976)		(7.109)		(867)
Posizione finanziaria corrente netta	1.001		4.556		(3.555)
Obbligazioni emesse	(14.503)		(17.288)		2.785
Debiti finanziari non correnti	(14.503)		(17.288)		2.785
Posizione finanziaria non corrente	(14.503)		(17.288)		2.785
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	(13.502)		(12.732)		(770)
Crediti finanziari non correnti	77	72	121	117	(44)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(13.425)		(12.611)		(814)

30. Altre passività correnti – Euro 1.046 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 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Debiti tributari	650	540	110
Debiti diversi verso società del Gruppo	354	396	(42)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	24	20	4
Debiti verso istituti di previdenza	11	8	3
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1	1	-
Altri	6	10	(4)
Totale	1.046	975	71

I “Debiti tributari”, pari a 650 milioni di euro, sono relativi essenzialmente ai debiti verso l’Erario per imposte Ires riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (643 milioni di euro). La variazione in aumento rispetto al precedente esercizio, pari a 110 milioni di euro, risulta essenzialmente determinata dall’incremento della posizione debitoria verso l’Erario per Ires consolidata.

La voce “debiti diversi verso società del Gruppo”, pari a 354 milioni di euro, è composta per 233 milioni di euro dai debiti generati dal consolidato fiscale Ires (316 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e per 121 milioni di euro dai debiti generati dall’IVA di Gruppo (77 milioni di euro al 31 dicembre 2014). La diminuzione di 42 milioni di euro, riflette essenzialmente l’andamento delle sopra riportate posizioni debitorie.

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	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Finanziamenti e crediti	31.1.1	107	146	9.611	12.144
Attività finanziarie disponibili per la vendita	31.1.2	1	1	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	33	1.668	1.283	299	280
Totale		1.668	1.283	299	280
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	888	656	-	-
Derivati di fair value hedge	33	35	40	-	-
Totale		923	696	-	-
TOTALE		2.699	2.126	9.910	12.424

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si rimanda alla nota 33 “Derivati e hedge accounting”.

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	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	5.925	6.972
Crediti commerciali		-	-	283	132
Crediti finanziari verso società del Gruppo					
Crediti per accollo quote di competenza dell'indebitamento finanziario	15.1	72	117	-	-
Crediti su conto corrente intersocietario		-	-	2.912	4.018
Finanziamento a breve termine concesso a Enel Finance International NV		-	-	-	-
Quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	19.1	-	-	46	-
Altri crediti finanziari		-	-	173	205
Totale crediti finanziari verso società del Gruppo		72	117	3.131	4.223
Crediti finanziari verso terzi					
Cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC		-	-	86	672
Altri crediti finanziari		35	29	186	145
Totale crediti finanziari verso terzi		35	29	272	817
TOTALE		107	146	9.611	12.144

La variazioni principali rispetto all'esercizio 2014 riguardano:

- > le “Disponibilità Liquide e mezzi equivalenti”, che si sono decimate di 1.047 milioni di euro, sostanzialmente in relazione al rimborso di alcuni prestiti Obbligazionari;
- > i “crediti finanziari verso società del Gruppo” in diminuzione complessivamente di 1.137 milioni di euro in nesso principalmente al decremento dei crediti vantati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società del Gruppo (1.106 milioni di euro);
- > i “crediti finanziari verso terzi”, complessivamente in calo di 539 milioni di euro, principalmente a seguito della minore consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi (586 milioni di euro).

31.1.2 Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono pari a 1 milione di euro e rappresentate dalla partecipazione detenuta da Enel SpA in Emittenti Titoli SpA. Tale partecipazione classificata come "Partecipazioni in altre iprese" è iscritta al costo e non risulta aver subito variazioni rispetto a quanto rilevato nell'esercizio 2014.

31.2 Passività finanziarie per categorie

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	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.2.1	14.503	17.288	8.783	7.942
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	33	1.687	1.295	367	358
Totale		1.687	1.295	367	358
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	1.030	1.189	-	1
Totale		1.030	1.189	-	1
TOTALE		17.220	19.772	9.150	8.301

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si rimanda alla nota 33 "Derivati e hedge accounting".

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	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Finanziamenti a lungo termine	23	14.503	17.288	3.062	2.363
Finanziamenti a breve termine		-	-	4.914	4.746
Debiti commerciali		-	-	164	139
Altre passività finanziarie correnti		-	-	643	694
Totale		14.503	17.288	8.783	7.942

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 17.565 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 3.062 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2015 a 17.564 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 2015, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'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	
												al 31.12.2015
Obbligazioni:												
- tasso fisso	14.693	14.586	1.999	12.587	17.001	15.414	15.284	1.000	14.284	18.166	(698)	
- tasso variabile	2.986	2.979	1.063	1.916	2.931	4.380	4.367	1.363	3.004	4.311	(1.388)	
Totale	17.679	17.565	3.062	14.503	19.932	19.794	19.651	2.363	17.288	22.477	(2.086)	
Totale finanziamenti a tasso fisso	14.693	14.586	1.999	12.587	17.001	15.414	15.284	1.000	14.284	18.166	(698)	
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.986	2.979	1.063	1.916	2.931	4.380	4.367	1.363	3.004	4.311	(1.388)	
TOTALE	17.679	17.565	3.062	14.503	19.932	19.794	19.651	2.363	17.288	22.477	(2.086)	

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 808 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 d'interesse

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2014	al 31.12.2015		al 31.12.2015	
Euro	16.056	13.691	13.751	4,4%	4,7%
Dollari USA	1.012	1.130	1.148	8,8%	9,2%
Sterline inglesi	2.583	2.744	2.780	6,5%	6,7%
Totale valute non Euro	3.595	3.874	3.928		
TOTALE	19.651	17.565	17.679		

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

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nominale
						al 31.12.2014
Obbligazioni	19.794	(2.363)	-	(31)	279	17.679
Totale	19.794	(2.363)	-	(31)	279	17.679

Rispetto al 31 dicembre 2014 il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un decremento di 2.115 milioni di euro quale saldo di 2.363 milioni di euro riferiti a rimborsi, di 31 milioni di euro riferiti al riacquisto di obbligazioni proprie e di 279 milioni di euro relativi a differenze negative di cambio.

Nuove emissioni di finanziamenti

Si segnala che nel corso dell'esercizio 2015 non sono avvenute operazioni che hanno determinato nuove emissioni di finanziamenti.

I principali debiti finanziari a lungo termine di Enel SpA contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi"), dal 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 dai contratti di finanziamento sottoscritti da Enel SpA con Unicredit SpA nell'aprile 2014 e nel luglio 2015.

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global Medium Term Notes di Enel ed Enel Finance International NV possono essere riassunti come segue:

- > clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente ed il garante non possono 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 o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o pro quota ai prestiti obbligazionari in questione;
- > clausole di "pari passu", in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di "seniority" degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;

- > clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente, del garante o delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti obbligazionari in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel possono essere riassunti come segue:

- > clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente ed ha un livello di “seniority” pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di “equity”;
- > divieto di fusione con un'altra società e divieto di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset ad 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 sottoscritti tra Enel SpA ed Unicredit SpA, simili nella loro struttura, possono essere riassunti come segue:

- > clausola di “negative pledge”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, le società rilevanti non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli su tutti o parte dei propri beni o attività, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- > clausole sulle “disposals”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, le società controllate di Enel non possono compiere atti di disposizione di tutti o di una parte rilevante dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;
- > clausole di “pari passu”, in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di “seniority” degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;
- > clausole di “change of control” che trovano applicazione nel caso in cui (i) Enel divenga controllata da uno o più soggetti diversi dallo Stato italiano ovvero (ii) Enel o una delle società da essa controllate conferiscano una rilevante porzione delle attività del Gruppo a soggetti ad esso esterni tale che l'affidabilità del Gruppo, sotto il profilo finanziario, risulti significativamente compromessa. Il verificarsi di una delle suddette ipotesi può dare luogo (a) alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni del finanziamento o (b) al rimborso anticipato obbligatorio del finanziamento da parte del debitore;
- > clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifichi un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli “events of default” tipici della prassi internazionale, quali, ad esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa. Nessuno dei covenant sopra considerati risulta ad oggi disatteso.

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).

	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	13.691	13.751	77,8%	3.928	17.679	16.056	16.145	81,6%	3.649	19.794
Dollari USA	1.130	1.148	6,5%	(1.148)	-	1.012	1.030	5,2%	(1.030)	-
Sterline Inglesi	2.744	2.780	15,7%	(2.780)	-	2.583	2.619	13,2%	(2.619)	-
Totale	17.565	17.679	100,0%	-	17.679	19.651	19.794	100,0%	-	19.794

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso d'interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

Debiti lordi a lungo termine	31.12.2015		31.12.2014	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
%				
Tasso variabile	16,9%	20,6%	22,1%	19,2%
Tasso fisso	83,1%	79,4%	77,9%	80,8%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Finanziamenti a breve termine – Euro 4.914 milioni

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2015, distinti per natura.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Finanziamenti da terzi			
Debiti verso banche (conto corrente ordinario)	2	3	(1)
Cash collateral per CSA su derivati OTC ricevuti	1.669	423	1.246
Totale	1.671	426	1.245
Finanziamenti dal gruppo			
Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario)	3.243	3.820	(577)
Altri finanziamenti a breve termine da società del Gruppo	-	500	(500)
Totale	3.243	4.320	(1.077)
TOTALE	4.914	4.746	168

I finanziamenti a breve termine ammontano a 4.914 milioni di euro (4.746 milioni di euro nel 2014) e si incrementano di 168 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

- > dell'incremento, per 1.246 milioni di euro, dei cash collateral ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi;
- > del decremento, per 577 milioni di euro, della voce "Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo", da imputare al miglioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate;
- > del decremento, per 500 milioni di euro, della voce "Altri finanziamenti a breve termine da società del Gruppo" conseguente al rimborso 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.

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 (367 milioni di euro) e non correnti (1.687 milioni di euro) sono costituite esclusivamente da derivati passivi.

31.2.3 Utili (perdite) nette

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati:

Milioni di euro	Utili/(Perdite) nette		di cui:
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	Impairment/Ripristini di impairment al 31.12.2015
Attività disponibili per la vendita	1	-	-
Finanziamenti e crediti	5	7	1
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(1.229)	(1.319)	-

Per informazioni su utili e perdite nette 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 ad 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 ed 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 Region/Country/Global 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 Region/Country/Global 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 il valore di attività e passività, finanziarie e non finanziarie, e i relativi flussi di cassa attesi 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 ed il rischio di tasso di cambio nascono principalmente dalla presenza di strumenti finanziari.

Le principali passività finanziarie, detenute dalla Società comprendono i prestiti obbligazionari, i finanziamenti bancari (incluse le linee di credito revolving ed i finanziamenti dagli Organismi Comunitari), i

debiti verso altri finanziatori, i derivati, 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, detenute dalla Società comprendono i crediti finanziari, i derivati, i depositi in denaro forniti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), le disponibilità liquide ed 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.

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 di natura finanziaria su tassi e cambi.

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 2015 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia definiti dal Regolatore per l'attivazione degli obblighi di clearing previsti dal regolamento EMIR (European Market Infrastructure Regulation) n. 648/2012 del Parlamento Europeo.

Nel prosieguo si dà evidenza delle consistenze delle operazioni su strumenti finanziari derivati in essere al 31 dicembre 2015, 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.

Rischio tasso d'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 d'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 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	21.163	8.943
Totale	21.163	8.943

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I contratti di interest rate swap prevedono tipicamente lo scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

Il valore nozionale degli interest rate swap in essere a fine esercizio, pari a 21.163 milioni di euro (8.943 milioni di euro al 31 dicembre 2014), è relativo per 1.329 milioni di euro (2.629 milioni di euro al 31 dicembre 2014) ad operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento e per 9.917 milioni di euro (3.157 milioni di euro al 31 dicembre 2014) a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermedie 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 2015 il 16,9% (22,1% al 31 dicembre 2014) 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 2015, risulta essere coperto per il 79,4% rispetto all'esposizione (coperto per l'80,8% dell'esposizione al 31 dicembre 2014). Il rapporto risulta sostanzialmente invariato ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati, 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.

Analisi di sensitività del tasso d'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, che 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 ed 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 31.12.2015					al 31.12.2014			
	Punti base	Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)		Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	9	(9)	-	-	9	(9)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	7	(7)	-	-	8	(8)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:									
Cash flow hedge	25	-	-	13	(13)	-	-	17	(17)
Fair value hedge	25	(7)	7	-	-	(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 dalle 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 2015 e del 31 dicembre 2014, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati su cambi		
Forward:	11.389	11.218
- forward a copertura del rischio cambio connesso alle commodity	7.240	8.378
- forward a copertura dei flussi futuri	4.138	2.840
- altri contratti forward	11	-
Cross currency interest rate swap	23.729	22.017
Totale	35.118	33.235

In particolare si evidenziano:

- > contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 7.240 milioni di euro (8.378 milioni di euro al 31 dicembre 2014), relativi per 3.620 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di commodity energetiche da parte delle società del Gruppo intermedie in modo speculare con il mercato;
- > contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 4.138 milioni di euro (2.840 milioni di euro al 31 dicembre 2014), connessi alla copertura del rischio cambio relativo ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro di cui 2.069 milioni di euro conclusi con il mercato;
- > contratti di cross currency interest rate swap per un ammontare nozionale di 23.729 milioni di euro (22.017 milioni di euro al 31 dicembre 2014) 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 22,2% (18,4% al 31 dicembre 2014) dell'indebitamento a 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, che 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 31.12.2015				al 31.12.2014			
		Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)		Impatto a Conto economico (a lordo delle imposte)		Impatto a Patrimonio netto (a lordo delle imposte)	
		Apprezzamento Euro	Deprezzamento Euro	Apprezzamento Euro	Deprezzamento Euro	Apprezzamento Euro	Deprezzamento Euro	Apprezzamento Euro	Deprezzamento Euro
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:		Tasso di cambio							
Cash flow hedge	10%	-	-	(507)	620	-	-	(485)	592
Fair value hedge	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è rappresentato dalla possibilità che una variazione del merito di credito delle controparti di operazioni finanziarie determini effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza e mancato pagamento (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread), tale da generare una perdita. La Società è esposta al rischio di credito nell'ambito dell'attività finanziaria, ivi inclusa l'operatività in strumenti derivati, i depositi con banche e società finanziarie, le transazioni in valuta estera e la negoziazione di altri strumenti finanziari.

Le fonti dell'esposizione al rischio di credito non hanno subito variazioni rilevanti rispetto al precedente esercizio.

La gestione del rischio di credito da parte della Società è fondata sulla selezione delle controparti tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali ed internazionali con elevato standing creditizio considerate solvibili sia dal mercato sia da valutazioni interne, diversificando le esposizioni tra le stesse. Il monitoraggio delle esposizioni creditizie e del relativo rischio di credito è effettuato periodicamente dalle unità deputate al controllo dei rischi nell'ambito delle policy e procedure definite dalla governance dei rischi di Gruppo, anche al fine di individuare tempestivamente le eventuali azioni di mitigazione da porre in essere.

In tale ambito generale, Enel ha peraltro 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.

Al 31 dicembre 2015 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 10.909 milioni di euro (14.101 milioni di euro al 31 dicembre 2014). Di tale importo, 3.822 milioni di euro sono costituiti da crediti nei confronti di società del Gruppo e 5.925 milioni di euro da disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Milioni di euro

	al 31.12.2015		al 31.12.2014		2015-2014
	<i>di cui Gruppo</i>		<i>di cui Gruppo</i>		
Crediti finanziari non correnti	72	72	117	117	(45)
Altre attività finanziarie non correnti	5	-	4	-	1
Crediti commerciali	283	276	132	126	151
Crediti finanziari correnti	2.958	2.958	4.018	4.018	(1.060)
Altre attività finanziarie correnti	445	173	1.022	205	(577)
Strumenti finanziari derivati	1.221	343	1.836	869	(615)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	5.925	-	6.972	-	(1.047)
Totale	10.909	3.822	14.101	5.335	(3.192)

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, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati /valute e controparti.

Al 31 dicembre 2015 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 5.925 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti (6.972 milioni di euro al 31 dicembre 2014), nonché linee di credito committed per 5.720 milioni di euro interamente disponibili e con scadenza oltre un anno (5.670 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

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	1.999	-	1.498	6.746	4.343
- tasso variabile	999	64	65	869	982
TOTALE	2.998	64	1.563	7.615	5.325

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 31.12.2015
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)	(d)		(e)=(c)-(d)
	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	Importi correlati non compensati in bilancio		Valore netto delle attività/(passività) finanziarie
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
				Strumenti finanziari	Quota Valore netto delle attività/(passività) finanziarie garantita da Cash collateral	
ATTIVITA' FINANZIARIE						
Derivati attivi:						
- sul rischio di tasso d'interesse	450	-	450	-	(132)	318
- sul rischio di cambio	2.440	-	2.440	-	(2.113)	327
Totale derivati attivi	2.890	-	2.890	-	(2.245)	645
TOTALE ATTIVITA' FINANZIARIE	2.890	-	2.890	-	(2.245)	645
PASSIVITA' FINANZIARIE						
Derivati passivi:						
- sul rischio di tasso d'interesse	(629)	-	(629)	-	441	(188)
- sul rischio di cambio	(2.455)	-	(2.455)	-	221	(2.234)
Totale derivati passivi	(3.084)	-	(3.084)	-	662	(2.422)
TOTALE PASSIVITA' FINANZIARIE	(3.084)	-	(3.084)	-	662	(2.422)
TOTALE ATTIVITA'/(PASSIVITA') FINANZIARIE NETTE	(194)	-	(194)	-	(1.583)	(1.777)

33. Derivati e hedge accounting

Le tabelle seguenti indicano, il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi, per tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi rispettivamente in attività e passività finanziarie correnti e non correnti.

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	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	2015-2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	2015-2014
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge										
- sul rischio di tasso di interesse	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	3.928	3.649	888	656	232	-	-	-	-	-
Totale Cash flow hedge	3.928	3.649	888	656	232	-	400	-	-	-
Fair value hedge										
- sul rischio di tasso di interesse	800	800	35	40	(5)	-	-	-	-	-
Totale Fair value hedge	800	800	35	40	(5)	-	-	-	-	-
Derivati al FVTPL										
- sul rischio di tasso di interesse	9.822	3.112	413	376	37	96	45	2	2	-
- sul rischio di tasso di cambio	9.474	9.582	1.255	907	348	5.342	4.476	297	278	19
Totale Derivati al FVTPL	19.296	12.694	1.668	1.283	385	5.438	4.521	299	280	19
TOTALE DERIVATI ATTIVI	24.024	17.143	2.591	1.979	612	5.438	4.921	299	280	19

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	2015-2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	2015-2014
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge										
- sul rischio di tasso di interesse	390	390	143	159	(16)	-	900	-	1	(1)
- sul rischio di tasso di cambio	1.556	1.470	887	1.030	(143)	-	-	-	-	-
Totale Cash flow hedge	1.946	1.860	1.030	1.189	(159)	-	900	-	1	(1)
Derivati al FVTPL										
- sul rischio di tasso di interesse	9.860	3.150	419	384	35	195	146	67	75	(8)
- sul rischio di tasso di cambio	9.475	9.582	1.268	911	357	5.343	4.476	300	283	17
Totale Derivati al FVTPL	19.335	12.732	1.687	1.295	392	5.538	4.622	367	358	9
TOTALE DERIVATI PASSIVI	21.281	14.592	2.717	2.484	233	5.538	5.522	367	359	8

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 e 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 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 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 detentrica della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili e delle commodity non energetiche espresso in valuta estera;
- > 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 ad un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili ad un rischio specifico e potrebbero 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, 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 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 ad 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 d'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.

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 d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2015		al 31.12.2014	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(143)	390	(160)	1.690
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	35	800	40	800
Totale		(108)	1.190	(120)	2.490

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 d'interesse al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014	al 31.12. 2015	al 31.12. 2014
Derivati Cash Flow Hedge:	-	400	-	-	390	1.290	(143)	(160)
Interest rate swap	-	400	-	-	390	1.290	(143)	(160)
Derivati Fair Value Hedge:	800	800	35	40	-	-	-	-
Interest rate swap	800	800	35	40	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI INTERESSE	800	1.200	35	40	390	1.290	(143)	(160)

Al 31 dicembre 2015 gli interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 1.190 milioni di euro (2.490 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e un fair value complessivamente negativo pari a 108 milioni di euro (negativo per 120 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

La riduzione del valore nozionale, pari a 1.300 milioni di euro, è imputabile alla scadenza e alla conseguente chiusura, nel corso del 2015, 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						
		al 31.12.2015	2016	2017	2018	2019	2020	Oltre
Derivati CFH su tasso di interesse								
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(143)	(14)	(14)	(13)	(13)	(12)	(95)	

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse, avvenuti durante il periodo, a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro	2015	2014
Saldo di apertura al 1° gennaio	(93)	(86)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	6	(7)
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(87)	(93)

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	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2015	2016	2017	2018	2019	2020
Derivati FVH							
Fair value positivo	35	12	13	11	31	-	-
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 2015 e al 31 dicembre 2014 per tipologia di elemento coperto:

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2015		al 31.12.2014	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	1	5.484	(374)	5.119
Totale		1	5.484	(374)	5.119

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.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2015 e al 31 dicembre 2014, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati Cash Flow Hedge:	3.928	3.649	888	656	1.556	1.470	(887)	(1.030)
Cross currency interest rate swap	3.928	3.649	888	656	1.556	1.470	(887)	(1.030)
TOTALE DERIVATI SU TASSO DI CAMBIO	3.928	3.649	888	656	1.556	1.470	(887)	(1.030)

Al 31 dicembre 2015 i cross currency interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 5.484 milioni di euro (5.119 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e un fair value complessivamente positivo pari a 1 milione di euro (negativo per 374 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Il valore nozionale e il relativo fair value dei derivati sono variati essenzialmente per il deprezzamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise a cui la società è esposta.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicate 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 31.12.2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fair value positivo	888	123	116	110	762	116	148
Fair value negativo	(887)	(73)	(65)	(59)	(474)	(108)	(28)

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, a lordo dell'effetto fiscale:

Milioni di euro

	2015	2014
Saldo di apertura al 1° gennaio	(310)	(242)
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	102	(68)
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	(208)	(310)

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 2015 e al 31 dicembre 2014 per ciascun tipo di rischio:

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di interesse	9.918	3.157	415	378	10.055	3.296	(486)	(460)
Interest rate swap	9.918	3.157	415	378	10.055	3.296	(486)	(460)
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di cambio	14.817	14.058	1.552	1.186	14.817	14.058	(1.568)	(1.194)
Forward	5.694	5.609	308	364	5.694	5.609	(311)	(369)
Cross currency interest rate swap	9.123	8.449	1.244	822	9.123	8.449	(1.257)	(825)
TOTALE DERIVATI FVTPL	24.735	17.215	1.967	1.564	24.872	17.354	(2.054)	(1.654)

Al 31 dicembre 2015 i derivati al fair value through profit or loss su tassi e cambi presentano un valore nozionale complessivamente pari a 49.607 milioni di euro (34.569 milioni di euro al 31 dicembre 2014) e un fair value complessivamente negativo pari a 87 milioni di euro (negativo per 90 milioni di euro al 31 dicembre 2014).

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio, sono relativi principalmente ad operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermedie per un corrispondente valore nozionale con le società stesse pari a 9.918 milioni di euro.

La variazione complessiva, rispetto al precedente esercizio, del valore nozionale e del fair value degli interest rate swap (rispettivamente positiva per 13.520 milioni di euro e positiva per 11 milioni di euro) è imputabile essenzialmente a nuove operazioni chiuse a fronte della strategia di pre-hedge per future emissioni obbligazionarie 2017-2018 e 2019-2020 con lo scopo di fissare anticipatamente il costo del futuro funding e alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno. I contratti forward, per un ammontare nozionale di 5.694 milioni di euro, si riferiscono principalmente ad 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 intermedie in modo speculare con il mercato, e ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acquisizione di commodity non energetiche.

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 9.123 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 intermedie in modo speculare con il mercato.

La variazione del nozionale e del fair value dei cross currency interest rate swap è dovuta essenzialmente all'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise e alla scadenza naturale di alcuni derivati nel corso del 2015.

34. Fair value measurement

La Società determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale misurazione è richiesta dai principi 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) aggiornando 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 principi 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.

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 31.12.2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge									
- sul rischio di tasso di cambio	33	888	-	888	-	-	-	-	-
Totale Cash flow hedge		888	-	888	-	-	-	-	-
Fair value hedge									
- sul rischio di tasso di interesse	33	35	-	35	-	-	-	-	-
Totale Fair value hedge		35	-	35	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss									
- sul rischio di tasso di interesse	33	413	-	413	-	2	-	2	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	1.255	-	1.255	-	297	-	297	-
Totale Fair value through profit or loss		1.668	-	1.668	-	299	-	299	-
TOTALE		2.591	-	2.591	-	299	-	299	-

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 31.12.2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge									
- sul rischio di tasso di interesse	33	143	-	143	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	887	-	887	-	-	-	-	-
Totale Cash flow hedge		1.030	-	1.030	-	-	-	-	-
Fair value through profit or loss									
- sul rischio di tasso di interesse	33	419	-	419	-	67	-	67	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	1.268	-	1.268	-	300	-	300	-
Totale Fair value through profit or loss		1.687	-	1.687	-	367	-	367	-
TOTALE		2.717	-	2.717	-	367	-	367	-

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		PASSIVITA'			
	Note	Fair value al 31.12.2015	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- tasso fisso	31.2.1	17.001	17.001	-	-
- tasso variabile	31.2.1	2.931	1.737	1.194	-
TOTALE		19.932	18.738	1.194	-

35. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi 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://enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale che procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391-bis cod. civ. e dalla disciplina attuativa dettata dalla Consob. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2015 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 2015

Milioni di euro	Crediti		Debiti		Costi		Ricavi	
					Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2015	al 31.12.2015	2015		2015			
Imprese controllate								
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-	-	1
Edegel SA	2	-	-	-	-	-	-	2
Empresa De Distribución Eléctrica De Lima Norte SAA	3	-	-	-	-	-	-	2
Enel Brasil SA	15	-	-	-	-	-	-	15
Endesa Distribución Eléctrica SL	19	1	-	1	-	-	-	8
Endesa Generación SA	3	-	-	-	-	-	-	5
Enel Latinoamérica SA	-	-	-	-	1	-	-	-
Endesa SA	-	1	-	3	-	-	-	-
Enel Distribuție Banat SA	1	-	-	-	-	-	-	1
Enel Distribuție Dobrogea SA	1	-	-	-	-	-	-	1
Enel Distribuție Muntenia SA	3	-	-	-	-	-	-	2
Enel Distribuzione SpA	361	167	-	-	-	-	-	45
Enel Energia SpA	102	26	-	-	-	-	-	7
Enel Iberoamérica SL	1	8	-	9	-	-	-	1
Enel France Sas	2	1	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	17	115	-	-	-	-	-	16
Enel Green Power North America Inc	1	1	-	-	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	2	6	-	-	-	-	-	1
Enel Russia PJSC	18	4	-	-	-	-	-	7
Enel Produzione SpA	132	153	-	-	-	-	-	23
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	84	64	-	58	-	-	-	80
Enel Servizio Elettrico SpA	57	13	-	-	-	-	-	4
Enel Sole Srl	2	3	-	1	-	-	-	1
Enel Trade SpA	5	85	-	-	-	-	-	4
Enel.Factor SpA	-	2	-	-	-	-	-	-
Enel Insurance NV	1	-	-	-	-	-	-	-
Enel.si Srl	1	2	-	-	-	-	-	-
Enelpower SpA	-	3	-	-	-	-	-	-
Endesa Energía SA	4	-	-	-	-	-	-	4
Energis SA	3	-	-	-	-	-	-	2
Gas y Electricidad Generación SAU	1	-	-	-	-	-	-	2
Nuove Energie Srl	-	1	-	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	16	-	-	-	-	-	-	7
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	1	-	-	-	-	-	-	1
Totale	863	656	-	73	-	-	-	243
Altre parti correlate:								
GSE	1	-	-	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	-	-	1
Totale	1	-	-	-	-	-	-	1
TOTALE GENERALE	864	656	-	73	-	-	-	244

Esercizio 2014

Milioni di euro	Crediti		Debiti		Costi		Ricavi	
					Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al	al			2014		2014	
	31.12.2014	31.12.2014						
Imprese controllate								
Endesa Distribución Eléctrica SL	16	-	-	-	-	-	-	16
Endesa Generación SA	(2)	-	-	-	-	-	-	3
Enel Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	1	-	(3)
Endesa SA	-	4	-	5	-	5	-	1
Enel Distribuție Banat SA	-	-	-	-	-	-	-	1
Enel Distribuție Dobrogea SA	-	-	-	-	-	-	-	1
Enel Distribuție 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)	-	(1)	-	2
Enel Longanesi Developments Srl	-	1	-	-	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	16	4	-	1	-	1	-	4
Enel Produzione SpA	88	169	-	-	-	-	-	33
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	22	47	-	49	-	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	-	3	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	-	-	-	-	-	-	-	2
Totale	511	737	-	58	-	58	-	245
Altre parti correlate:								
GSE	1	1	-	-	-	-	-	-
Totale	1	1	-	-	-	-	-	-
TOTALE GENERALE	512	738	-	58	-	58	-	245

Rapporti finanziari

Esercizio 2015

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2015			2015		
Imprese controllate						
Enel Distribuzione SpA	165	890	3.719	2	48	1.245
Enel Energia SpA	9	395	1.087	-	10	159
Enel Iberoamérica SL	1	-	-	-	1	500
Enel Finance International NV	1.459	2.432	21.846	1.533	48	-
Enel Green Power Chile Ltda	-	-	-	1	2	-
Enel Green Power International BV	107	-	-	-	13	-
Enel Green Power México Srl de Cv	-	3	-	-	2	-
Enel Green Power North America Inc	-	-	51	1	2	-
Enel Green Power SpA	331	7	1.804	67	132	109
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	1	3	33	1	2	-
Enel Investment Holding BV	1	87	376	-	1	-
Enel Longanesi Developments Srl	28	-	2	-	-	-
Enel M@P Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	119	648	2.415	145	36	-
Enel Italia Srl	101	84	73	-	6	9
Enel Servizio Elettrico SpA	1.017	-	1.798	-	8	-
Enel Sole Srl	17	-	110	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	8	-	-	-
Enel Trade SpA	47	364	1.560	497	347	-
Enel.Factor SpA	123	2	-	2	2	-
Enel.Newhydro Srl	-	15	1	-	-	-
Enel.si Srl	4	-	36	-	-	-
Enelpower SpA	-	36	1	-	-	-
Marcinelle Energie SA	-	-	8	-	-	-
Nuove Energie Srl	13	-	86	-	-	-
Enel Oil & Gas SpA	-	2	-	-	-	-
Totale	3.544	4.968	35.015	2.249	661	2.022
Altre parti correlate:						
Emittenti titoli SpA	-	-	-	-	-	1
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	-	-	-	-	-	2
TOTALE GENERALE	3.544	4.968	35.015	2.249	661	2.024

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 Srl 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

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	al 31.12.2015			al 31.12.2014		
	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
Attività						
Derivati - non correnti	2.591	317	12,2%	1.979	819	41,4%
Altre attività finanziarie non correnti	107	71	66,4%	146	117	80,1%
Altre attività non correnti	409	164	40,1%	467	177	37,9%
Crediti commerciali	283	278	98,2%	132	127	96,2%
Derivati - correnti	299	26	8,7%	280	50	17,9%
Altre attività finanziarie correnti	3.403	3.130	92,0%	5.040	4.223	83,8%
Altre attività correnti	460	422	91,7%	244	208	85,2%
Passività						
Derivati - non correnti	2.717	1.365	50,2%	2.484	469	18,9%
Altre passività non correnti	243	243	100,0%	287	287	100,0%
Finanziamenti a breve termine	4.914	3.243	66,0%	4.746	4.319	91,0%
Debiti commerciali	164	59	36,0%	139	55	39,6%
Derivati - correnti	367	276	75,2%	359	234	65,2%
Altre passività finanziarie correnti	643	84	13,1%	694	54	7,8%
Altre passività correnti	1.046	354	33,8%	975	396	40,6%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	2015			2014		
	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
Ricavi	245	244	99,6%	246	245	99,6%
Servizi e altri costi operativi	399	73	18,3%	324	58	17,9%
Proventi da partecipazioni	2.024	2.024	100,0%	1.818	1.818	100,0%
Proventi finanziari da contratti derivati	3.358	500	14,9%	2.190	460	21,0%
Altri proventi finanziari	177	161	91,0%	222	194	87,4%
Oneri finanziari da contratti derivati	3.024	2.248	74,3%	1.954	1.169	59,8%
Altri oneri finanziari	1.243	1	0,1%	1.377	3	0,2%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	2015			2014		
	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
Cash flow da attività operativa	1.062	1.092	102,8%	926	667	72,0%
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(560)	(559)	99,8%	(11)	(10)	90,9%
Cash flow da attività di finanziamento	(1.549)	29	-1,9%	2.934	2.682	91,4%

36. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro

	al 31.12.2015	al 31.12.2014	2015-2014
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	376	405	(29)
- imprese controllate	35.015	38.713	(3.698)
Totale	35.391	39.118	(3.727)

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano garanzie rilasciate dalla Capogruppo in occasione della cessione di determinate attività aziendali facenti capo ad Enel SpA e a società da questa controllate e si riferiscono sostanzialmente alla garanzia prestata nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare (375 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 6 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 21.748 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 3.050 milioni di euro alle garanzie rilasciate alla BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi ad Enel Distribuzione, Enel Produzione ed Enel Green Power;
- > per 2.046 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo", nell'interesse delle società Enel New.Hydro, Enel Trade, Enel Produzione, Enelpower, Enel Servizio Elettrico, Nuove Energie, Enel Ingegneria e Ricerca, Enel M@p, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole ed Enel Longanesi Developments;
- > 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, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- > per 525 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 92/2012);
- > per 495 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 387 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "capacità di trasporto gas";
- > per 365 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 364 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 97 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura del programma di Euro Commercial Paper;
- > per 80 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di RWE Supply & Trading GmbH e nell'interesse di Enel Trade per "Acquisti di energia elettrica";

- > per 50 milioni di euro a una garanzia rilasciata ad E.ON nell'interesse di Enel Trade per "attività di trading sul mercato elettrico";
- > 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 3.218 milioni di euro a garanzie rilasciate a beneficiari diversi nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla holding nell'interesse delle società controllate.

Si evidenzia inoltre che Enel SpA in qualità di controllante ha concesso a favore di alcune società del Gruppo lettere di patronage essenzialmente relative ad 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. Compensi alla società di revisione ai sensi dell'art. 149 duodecies del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2015 riconosciuti alla società 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		
	di cui:	
Revisione Contabile	- Reconta Ernst & Young SpA	1,6
	- Entità della rete Ernst & Young	-
	di cui:	
Servizi di attestazione	- Reconta Ernst & Young SpA	0,6
	- Entità della rete Ernst & Young	-
	di cui:	
Altri servizi	- Reconta Ernst & Young SpA	0,5
	- Entità della rete Ernst & Young	-
Totale		2,7
Società controllate da Enel SpA		
	di cui:	
Revisione Contabile	- Reconta Ernst & Young SpA	2,3
	- Entità della rete Ernst & Young	12,6
	di cui:	
Servizi di attestazione	- Reconta Ernst & Young SpA	0,6
	- Entità della rete Ernst & Young	3,9
	di cui:	
Servizi di consulenza fiscale	- Reconta Ernst & Young SpA	-
	- Entità della rete Ernst & Young	0,5
	di cui:	
Altri servizi	- Reconta Ernst & Young SpA	-
	- Entità della rete Ernst & Young	0,5
Totale		20,4
TOTALE		23,1

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 2015, 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 2015 ed il 31 dicembre 2015.

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 2015:
 - a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità 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 2015 e che correda il bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2015, 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, 22 marzo 2016

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili
societari di Enel SpA

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2015

In conformità a quanto disposto dalla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'articolo 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 2015, a norma dell'art. 2359 cod. civ., nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, 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	Pyrites Hydro LLC Hydro Development Group Acquisition LLC	50,00% 50,00%	34,83%
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 ed infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	17,65%	17,65%
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, gestione di impianti di fabbricazione di pannelli solari	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Adams 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	Barcelona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	11,69%
Aguilon 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,20%
Albany Solar LLC	Delaware	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%	69,01%
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	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Ultor Srl	100,00%	34,14%
Alvorada Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	17.117.415,92	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power 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	Enel Brasil SA Chilectra Inversud SA Chilectra SA Enersis SA	46,89% 21,02% 10,3446% 21,38%	55,79%
Annandale Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Apiacàs Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Aquenergy Systems LLC	Greenville (South Carolina)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Aquila Solar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
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%	59,87%
Astronomy & Energy SpA	Santiago	Cile	5.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaiço SpA	100,00%	68,23%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	14.285,71	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Atwater Solar LLC	Delaware	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%
Aurora Land Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Autumn Hills LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	18,54%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	0,51%	
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 LLC	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	10,00%	68,29%
							Sweetwater Hydroelectric LLC	90,00%	
Beaver Falls Water Power Company	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Beaver Valley Holdings LLC	67,50%	46,09%
Beaver Valley Holdings LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Beaver Valley Power Company LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Black River Hydro Assoc	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	43,19%
							Enel Green Power North America Inc.	25,00%	
BLP Energy Private Limited	New Delhi	India	30.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Development BV	68,00%	46,44%
BLP Vayu (Project 1) Private Limited	Haryana	India	7.500.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	46,44%
BLP Vayu (Project 2) Private Limited	Haryana	India	45.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	46,44%
BLP Wind Project (Amber) Private Limited	New Delhi	India	5.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	46,44%
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%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Boott Hydropower LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	32,00%	68,29%
							Chi Idaho LLC	68,00%	
Bp Hydro Finance Partnership	Salt Lake City (Utah)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Bp Hydro Associates	75,92%	
							Enel Green Power North America Inc.	24,08%	68,29%
Braila Power SA	Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%
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 LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Bypass Power Company LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	68,29%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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%

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 SA Endesa Generación Portugal SA	49,99% 0,01%	35,05%
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 Alberta Wind Inc. Enel Green Power Canada Inc.	0,10% 99,90%	68,29%
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel 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	Enel 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%	22,98%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti termici	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,36%
Central Vuelta de Obligado SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione di impianti elettrici	Equity	Endesa Costanera SA Central Dock Sud SA Hidroeléctrica El Chocón SA	1,30% 6,40% 33,20%	9,80%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	51,00% 0,00%	18,54%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA Nuclenor SA	23,57% 0,69%	16,76%
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalná nad Hronom	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, studio e consulenza, ingegneria, progettazione, certificazione, consulenza	Equity	Enel SpA	42,70%	42,70%
Chepei Desarrollo Solar L	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Cherokee Falls Hydroelectric Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Black River LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Chi Idaho LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	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%
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 LLC	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	Enersis SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA Endesa SA	99,09% 0,00% 0,00%	60,07%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Delaware	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	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Posseduta per la vendita	Slovenské Elektrárne AS	35,00%	23,10%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.209.330.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Chilectra SA Enersis SA	9,35% 39,13%	29,34%
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%	13,80%
Cogeneración Lipsa SL	Barcelona	Spagna	720.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	20,00%	13,80%
Comercializadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enersis SA Endesa Argentina SA	55,00% 45,00%	49,70%
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	Enersis SA Enel Brasil SA	15,18% 58,87%	39,32%
Compañía de Interconexión Energética SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel 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 Enel Latinoamérica SA	100,00% 0,00%	51,15%
Compañía Eléctrica Tarapacá SA	Santiago	Cile	331.815.034.140,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Enersis SA	96,21% 3,78%	37,28%
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%	24,59%
Compostilla Re SA	Lussemburgo	Lussemburgo	12.000.000,00	EUR	Riassicurazione	Posseduta per la vendita	Enel Insurance NV	100,00%	85,05%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature ed impianti	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA Enel Produzione SpA	49,00% 51,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
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%	34,51%
Copenhagen Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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%	17,25%
Crucero Oeste Cinco SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Cuatro SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Dos SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Tres SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%
Crucero Oeste Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Renaico SpA	100,00%	68,23%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Danax Energy (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
De Rock'I Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	0,00% 100,00%	68,29%
Depuracion Destilacion 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%	35,05%
Desarrollo de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	13.564.350,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv	99,99% 0,01%	68,29%
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%
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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 Energia Eléctrica del Bages SA	Barcelona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL Endesa Red SA	45,00% 55,00%	70,10%
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ESP	Bogotá DC	Colombia	1.000.000,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Inversora Codensa Sas Codensa SA ESP	0,00% 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%	70,10%
Distrilec Inversora SA	Buenos Aires	Argentina	497.610.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Chilectra SA Enersis SA	0,89% 23,42% 27,19%	30,87%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Dominica Energia 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 Guatemala SA Enel Green Power México S de RL de Cv	0,04% 99,96%	68,29%
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Eastwood Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Edegel SA	Lima	Perù	2.302.143.514,88	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Generandes Perú SA Empresa Nacional de Electricidad SA	54,20% 29,40%	35,53%
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 Salt Wells Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100,00%	34,83%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Stillwater LLC	100,00%	34,83%
EGP Stillwater Solar PV II LLC	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 Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	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
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA REP Holdings LLC	51,00%	34,83%
EGPNA REP Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
EGPNA REP Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
EI Dorado Hydro LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	809.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel SpA Endesa Generación SA	4,32% 40,99%	33,05%
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	0,00% 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%	35,05%
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%
Electrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Generalima SA	80,00% 20,00%	60,62%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.880,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	33,27%
Eléctrica de Lijar SL	Cadice	Spagna	1.081.820,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,05%
Electricidad de Puerto Real SA	Cadice	Spagna	6.611.130,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,05%
Electrogas SA	Santiago	Cile	61.832.327,00	USD	Holding di partecipazioni	Equity	Empresa Nacional de Electricidad SA	42,50%	15,45%
Elk Creek Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
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	Enersis SA Empresa Nacional de Electricidad SA	21,61% 26,87%	22,87%
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empresa Carbonifera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Inversiones Distrilima SA Enersis SA	51,68% 24,00%	45,79%
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	Distrilec Inversora SA Chilectra SA Enersis SA	56,36% 20,85% 22,25%	43,41%
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Luz Andes Ltda Chilectra SA	0,00% 100,00%	60,07%
Empresa Eléctrica de Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Electrica Cabo Blanco SA Generalima SA	60,00% 36,50%	58,50%
Empresa Electrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,23%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	-	Enel Latinoamérica SA	11,11%	11,11%
En-Brasil Comercio E Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Attività elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,99%	51,1508%
							Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0,01%	
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA	99,66%	36,36%
							Compañía Eléctrica Tarapacá SA	0,34%	
Endesa Capital SA	Madrid	Spagna	60.200,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Comercialização de Energia SA	Oporto	Portogallo	250.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA	49,68%	27,52%
							Empresa Nacional de Electricidad SA	24,85%	
							Southern Cone Power Argentina SA	1,15%	
Endesa Distribución Eléctrica SL	Barcelona	Spagna	1.204.540.060,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Endesa Energía SA	Madrid	Spagna	12.981.860,00	EUR	Marketing di prodotti energetici	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Energía XXI SL	Madrid	Spagna	2.000.000,00	EUR	Marketing e servizi connessi all'energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Financiación Filiales SA	Madrid	Spagna	4.621.003.006,00	EUR	Finanziaria	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación II SA	Siviglia	Spagna	63.107,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Generacion Nuclear	Siviglia	Spagna	60.000,00	EUR	Subholding di partecipazioni nel settore nucleare	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Endesa Generación Portugal SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	99,20%	70,09%
							Endesa Energía SA	0,20%	
							Enel Green Power España SL	0,40%	
							Energías de Aragón II SL	0,20%	
Endesa Generación SA	Siviglia	Spagna	1.940.379.737,02	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales SL	Barcelona	Spagna	10.138.580,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa Energía SA	100,00%	70,10%
Endesa Power Trading Ltd	Londra	Regno Unito	2,00	GBP	Operazioni di trading	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa Red SA	Barcelona	Spagna	719.901.728,28	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
Endesa SA	Madrid	Spagna	1.270.502.540,40	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	70,10%	70,10%
Endesa Servicios SL	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
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 Limited Partnership	Newfoundland	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	68,29%
							Newind Group Inc.	0,10%	
Enel Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.320.049.091,42	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Edegel SA	4,00%	51,15%
							Chilectra Inversud SA	5,94%	
							Chilectra SA	5,33%	
							Empresa Nacional de Electricidad SA	34,64%	
							Enersis SA	50,09%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Cove Fort II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	34,83%
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 South Africa	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
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	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	34,83%
Enel GP Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
Enel Green Power Boa Vista Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Bom Jesus da Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	2.131.724.676,70	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	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	76.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power 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	Enel Green Power Latin America Ltda Hydromac Energy BV	99,99% 0,01%	68,23%
Enel Green Power Colombia	Bogotá DC	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia 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%
Enel Green Power Cristal Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Cristalândia I Eólica SA	Brasile	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Citalândia II Eólica SA	Brasile	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Damascena Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Serra Azul Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Delfina A Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.379.344,85	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Delfina B Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	23.054.973,26	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Delfina C Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	7.298.322,77	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Delfina D Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	24.624.368,53	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Delfina E Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	24.623.467,93	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	13.900.297,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	68,29%
Enel Green Power Development BV	Amsterdam	Olanda	20.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power Dois Riachos Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	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 Latin America Ltda Enel Green Power International BV	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Egypt SAE	Cairo	Egitto	250.000,00	EGP	Gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
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 Latin America Ltda Enel Green Power International BV	0,00% 99,00%	67,61%
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación SA Enel Green Power International BV	40,00% 60,00%	69,01%
Enel Green Power Esperança Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	135.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Fazenda SA	Rio de Janeiro	Brasile	62.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power 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%
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%	44,86%
Enel Green Power Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	2,00% 98,00%	68,29%
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.737.850,00	EUR	Holding di partecipazioni. Servizi nel settore energetico	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 Horizonte MP Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	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 Norta Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Ituverava Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Ituverava sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	165.000.000,00	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	Kenya	100.000,00	KES	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Hydromac Energy BV Enel Green Power International BV	99,90% 0,01%	68,23%
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Parque Eólico Serra Azul Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	2.399.774.165,00	MXN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda Enel Green Power International BV	0,01% 99,99%	68,29%
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	175.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Brasil SA	99,00% 1,00%	68,12%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	150.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Brasil SA Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,12%
Enel Green Power Morro do Chapéau I Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Morro do Chapéau II Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power Mourão SA	Rio de Janeiro	Brasile	8.513.128,89	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	68,22%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	100,00	NAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
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 Nova Lapa Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar SA	Brasile	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power 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
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 Paranapanema SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	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%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	178.670.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,28%
Enel Green Power Pedra do Gerônimo Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	230.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,28%
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Electrica Panguipulli SA Enel Green Power International BV	0,01% 99,90%	68,23%
Enel Green Power Primavera Eolica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
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 RA SAE	Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	68,29%
Enel Green Power Romania Srl	Rusu de Sus (Nușeni)	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 Development BV	100,00%	68,29%
Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	120,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Enel Green Power Salto Apicás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Serra Azul Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	68,29%
Enel Green Power San Gillio Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Altomonte Fv Srl	80,00%	27,32%
Enel Green Power São Abraão Eólica SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,61%
Enel Green Power São Judas Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	68,29%
Enel Green Power SHU SAE	Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	68,29%
Enel Green Power Solar Energy Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione gestione di impianti fotovoltaici (holding)	Integrale	Enel Green Power SpA	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	Equity	Altomonte Fv Srl	60,00%	20,49%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.765.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99%	68,28%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Tefnut SAE	Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	68,29%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Sirketi	Istanbul	Turchia	61.654.658,00	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	1.200.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	51,00%	34,83%
Enel Iberoamérica Srl	Madrid	Spagna	500.000.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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	Endesa SA Enel Investment Holding BV	50,00% 50,00%	85,05%
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 Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	796.683.058,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	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 Minnesota Holdings LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Geronimo Holding Company Inc.	100,00%	68,29%
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 España SL	Madrid	Spagna	33.000,00	EUR	Esplorazione, ricerca e produzione di idrocarburi	Integrale	Enel Oil & Gas SpA	100,00%	100,00%
Enel Oil & Gas SpA	Roma	Italia	200.000.000,00	EUR	Upstream gas- estrazione di gas naturale	Integrale	Enel Trade SpA	100,00%	100,00%
Enel Open Fiber SpA	Milano	Italia	5.000.000,00	EUR	Installazione di impianti elettronici (inclusa manutenzione e riparazione)	Integrale	Enel 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	Prestazioni di servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Russia PJSC	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%	34,83%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Distributie Banat SA Enel Distributie Dobrogea SA	50,00% 50,00%	51,00%
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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	Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	0,01% 99,99%	68,29%
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Geothermal LLC	100,00%	34,83%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power Latin America Ltda	99,99% 0,01%	68,29%
Enelpower Spa	Milano	Italia	2.000.000,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%	18,63%
Energía de La Loma SA	Jean	Spagna	4.450.000,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,41%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	68,29%
Energia Global de Mexico (Enemex) 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%
Energia 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%
Energia Limpia de Palo Alto S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	613.953.610,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	99,99% 0,01%	68,29%
Energia 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%
Energia Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	41.582.307,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energia Nueva Energia Limpia Mexico S de RL de Cv	99,90% 0,01%	68,23%
Energia Nueva Energia Limpia Mexico 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 Guatemala SA Enel Green Power International BV	0,04% 99,96%	68,29%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	5.589.393,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	53,77%	37,11%
Energías de Aragón I SL	Saragozza	Spagna	3.200.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Energías de Aragón II SL	Saragozza	Spagna	18.500.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,01%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,01%
Energías de La Mancha SA	Villarta de San Juan (Ciudad Real)	Spagna	279.500,00	EUR	Bio-masse	Integrale	Enel Green Power España SL	68,42%	47,22%
Energías Especiales de Careon SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,14%
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%	55,21%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	69,01%
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%	34,51%
Energías Renovables La Mata SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	656.615.400,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	99,99% 0,01%	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%	22,43%
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	Posseduta per la vendita	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%
Enerfasa 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%
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 Latinoamérica SA Enel Iberoamérica Srl	40,32% 20,30%	60,62%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,20%
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 - Geração E Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Enel 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%	34,85%
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 México S de RL de Cv Enel Green Power Participaciones Speciali Srl	56,98% 39,50%	65,88%
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%	55,21%
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%	37,96%
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%	34,51%
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%	34,51%
Eólicas de Tirajana AIE	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	60,00%	41,41%
Erdwärme Oberland GmbH	Monaco	Germania	116.667,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	78,57%	53,65%
Essex Company LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	68,29%
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%	48,31%
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%	50,79%
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%	44,86%
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%	62,11%
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%	62,11%
Fiesta City Solar LLC	Delaware	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
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%	35,05%
Fowler Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Renovables de Guatemala SA Enel Green Power Guatemala SA	40,00% 60,00%	68,29%
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Garob Wind Farm (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	185.025.186,00	USD	Produzione di energia elettrica	Integrale	Gas Atacama SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	99,90% 0,05%	36,80%
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 di Maiorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gas Atacama SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA Gas Atacama Chile SA	57,23% 0,03% 42,71%	36,80%
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	36,80%
Gasoducto Taltal SA	Santiago	Cile	18.638,52	CLP	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA Gas Atacama Chile SA	0,12% 99,88%	36,80%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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 LLC	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Generadora de Occidente Ltda	Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	1,00% 99,00%	68,29%
Generadora Eolica Alto Pacora SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Generadora Estrella Solar SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Generadora Montecristo SA	Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA Enel Green Power International BV	0,01% 99,99%	68,29%
Generadora Solar Tolé SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
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	Empresa Nacional de Electricidad SA Enersis SA	61,00% 39,00%	45,82%
Geotermica del Norte SA	Santiago	Cile	120.068.349.979,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	68,31%	46,61%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Gnl Norte SA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Generazione di energia elettrica	Integrale	Gas Atacama Chile SA Gasoducto Taltal SA	50,00% 50,00%	36,80%
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	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	34,83%
Goodyear Lake Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Gorona del Viento El Hierro SA	Valverde de El Hierro	Spagna	30.936.736,00	EUR	Sviluppo e manutenzione dell'impianto di produzione El Hierro	Equity	Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	23,21%	16,27%
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%	70,10%
GV Energie Rigenerabili ITAL-RO Srl	Bucarest	Romania	1.145.400,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV Enel Green Power Romania Srl	0,00% 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	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Helio Atacama Nueva 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%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcelona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Hidroeléctrica de Oroul SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,70%
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	Hidroinvest SA Empresa Nacional de Electricidad SA Endesa Argentina SA	59,00% 2,48% 6,19%	23,77%
Hidroelectricidad del Pacifico 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	Barcelona	Spagna	78.120,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	75,00%	52,58%
Hidroinvest SA	Buenos Aires	Argentina	55.312.093,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa Argentina SA Empresa Nacional de Electricidad SA	54,15% 41,94%	34,94%
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA Endesa Generación SA	10,00% 90,00%	70,10%
High Shoals LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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%
Hispano Generación 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%	35,20%
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 Acquisition LLC	Albany (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Hydro Dolomiti Enel Srl	Trento	Italia	3.000.000,00	EUR	Produzione, acquisto e vendita di energia elettrica	Posseduta per la vendita	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%
Hydrogen Park-Marghera Per L'idrogeno Srl	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%
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ingenheda do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	1,00% 99,00%	37,27%
Inkolan Informacion y Coordinacion 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%
International Endesa BV	Amsterdam	Olanda	15.428.520,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
International Multimedia University Srl (in fallimento)	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione a distanza	-	Enel Italia Srl	13,04%	13,04%
Inversiones Distriilima SA	Lima	Perù	714.233.174,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	69,85% 30,15%	60,45%
Inversiones Gasatacama Holding Ltda	Santiago	Cile	333.520.000,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	50,00% 50,00%	36,82%
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 Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
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%
Kavacik Eolico Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	9.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kelley's Falls LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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%
Kirkklareli Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	5.250.000,00	TRY	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kongul Energi Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	125.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	68,29%
Kromschroeder SA	Barcelona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Red SA	29,26%	20,51%
La Pereda Co2 AIE	Oviedo	Spagna	224.286,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Generación SA	33,33%	23,36%
LaChute Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Lake Emily Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lake Pulaski Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lester Prairie Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di attività elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Lindahl Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Little Elk Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Llano Sánchez Solar Power One SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Llano Sánchez Solar Power Cuatro SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Llano Sánchez Solar Power Tres SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Lower Saranac Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Lower Valley LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Lowline Rapids LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Chilectra SA Enersis SA	99,90% 0,10%	60,07%
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%
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%
Marte Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Solar Energy Srl	98,00% 2,00%	68,29%
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%
Medidas Ambientales SL	Medina de Pomar (Burgos)	Spagna	60.100,00	EUR	Studi ambientali	Equity	Nuclenor SA	50,00%	17,53%
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%
Mill Shoals Hydro Company ILLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	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%	69,79%
Minas Gargallo SL	Madrid	Spagna	150.000,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Endesa Generación SA	99,91%	70,04%
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%	25,19%
Mira Energy (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	68,29%
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Montrose Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar 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%
Newbury Hydro Company LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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%
North Canal Waterworks	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Northwest Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Nuclenor SA	Burgos	Spagna	102.000.000,00	EUR	Impianto nucleare	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,05%
Nueva Marina Real Estate SL	Madrid	Spagna	3.200,00	EUR	Attività immobiliare	Integrale	Endesa Servicios SL	60,00%	42,06%
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 Elektrárne AS	100,00%	66,00%
Odell Sponsorco LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	34,14%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	34,83%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	34,83%
Osage Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Osage Wind Holdings LLC	50,00%	34,14%
Ottawaquechee 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%
Ovacik Eoliko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	11.250.000,00	TRY	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	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%	23,00%
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%
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%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	68,29%
Pampa Solar Norte Cuatro SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Helio Atacama Nueve SpA	100,00%	68,23%
Pampa Solar Norte Dos SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Helio Atacama Nueve SpA	100,00%	68,23%
Pampa Solar Norte Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Helio Atacama Nueve SpA	100,00%	68,23%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	62,11%
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%	20,70%
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%	20,70%
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%	69,01%
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%	55,21%
Parque Eólico Curva dos Ventos Ltda	Bahia	Brasile	420.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda Enel Green Power Brasil Participações Ltda	1,00% 99,00%	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%	55,21%
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%	51,76%
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%	34,62%
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%	56,59%
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%	45,32%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Engenho Geradora de Energia Ltda	Fortaleza	Brasile	685.423,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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%	62,11%
Parque Eólico Fontes dos Ventos Ltda	Recife	Brasile	5.091.945,30	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	67,63%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,04%	
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%	52,11%
Parque Eólico Ouroventos Ltda	Bahia	Brasile	566.347,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Parque Eólico Punta de Tenos SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	35,89%
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 Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	68,29%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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%	40,03%
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	99,00%	
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 Latin America Ltda	0,01%	68,23%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
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 Green Power 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 SpA	34,57%	65,17%
							Enel Green Power Chile Ltda	60,92%	
Paynesville Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Pegop - Energia Eléctrica SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,02%	35,05%
							Endesa Generación SA	49,98%	
Pelzer Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Pereda Power SL	La Pereda (Mieres)	Spagna	5.000,00	EUR	Sviluppo delle attività di generazione	Integrale	Endesa Generación II SA	70,00%	49,07%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	22,17%	42,67%
							Enel Green Power Costa Rica	40,31%	
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Pine Island Distributed Solar LLC	Delaware	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%	38,73%
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	100.000,00	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%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	34,83%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	34,83%
Primavera Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	36.965.444,64	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Productor Regional de Energia Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89%	57,21%
Productor Regional de Energia Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00%	58,66%
Productora de Energias SA	Barcelona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	20,70%
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	Integrale	Gas Atacama SA Gas Atacama Chile SA	0,10% 99,90%	36,80%
Promociones Energeticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	69,01%
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%	31,55%
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 Energias Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,00%
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 Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Quatiara Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	16.566.510,61	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power 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	Posseduta per la vendita	Slovenské Elektrárne AS	49,00%	32,34%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Enel Latinoamérica 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 Guatemala SA Enel Green Power International BV Enel Green Power SpA	0,01% 42,83% 57,16%	68,29%
Res Holdings BV	Amsterdam	Olanda	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
Rock Creek Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Kansas 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
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%
Ruthon Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	34,83%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	21,70%
Salmon Falls Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	34,51%
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	Enel Russia PJSC OGK-5 Finance LLC	99,99% 0,01%	56,43%
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	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
Se Hazelton A.LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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%
SE Služby inžinierskych stavieb Sro	Kalná nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	EUR	Servizi	Posseduta per la vendita	Slovenské Elektrárne AS	100,00%	66,00%
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%	69,01%
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%
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	Santiago	Cile	61.948.673.981,00	CLP	servizi ICT	Integrale	Enersis SA Chilectra SA	99,90% 0,10%	60,62%
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%
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 Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,41%
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%	66,25%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Slate Creek Hydro Company LLC	95,00%	33,09%
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
Slovenské elektrárne Česká republika Sro	Praga	Repubblica Ceca	3.000,00	CZK	Fornitura di energia elettrica	Posseduta per la vendita	Slovenské Elektrárne AS	100,00%	66,00%
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	24,00%	24,00%
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	Newkan 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Socibe Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	19.969.032,25	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	68,29%
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda	Santiago	Cile	5.738.046.495,00	CLP	Investimenti finanziari	Integrale	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	57,50%	34,86%
Sociedad Eólica de Andalucía SA	Siviglia	Spagna	4.507.590,78	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power España SL	64,74%	44,68%
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%	34,51%
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%	41,41%
Sociedad Portuaria Central Cartagena SA	Bogotá DC	Colombia	5.800.000,00	COP	Costruzione e gestione di porti	Integrale	Emgesa SA ESP Inversora Codensa Sas	94,95% 4,90%	23,15%
Sol de Media Noche Fotovoltaica SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Sol Real Istmo SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Sol Real Uno SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	68,29%
Soliloquoy 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%	24,84%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Empresa Nacional de Electricidad SA Compañía Eléctrica Tarapacá SA	98,03% 1,97%	36,38%
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 Participaciones Speciali Srl Enel Green Power México S de RL de Cv	40,16% 55,21%	65,13%
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%	23,48%
Suministro de Luz y Fuerza SL	Torroella de Montgri (Girona)	Spagna	2.800.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	60,00%	42,06%
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%
Sweetwater Hydroelectric LLC	Concord (New Hampshire)	USA	-	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	100,00%	68,29%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoquat 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 Distribuição de Energia Electrica SA	Paço de Arcos (Oeiras)	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	38,89%	27,26%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA Endesa Costanera SA Hidroeléctrica El Chocón SA	5,32% 5,51% 18,85%	7,29%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	7,29%
							Central Dock Sud SA	5,32%	
							Endesa Costanera SA	5,51%	
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 LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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%	23,00%
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	233.561.800,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	68,29%
							Enel Green Power International BV	100,00%	
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%	51,41%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	68,29%
							Enel Green Power North America Inc.	2,00%	
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 LLC	99,51%	34,66%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	34,83%
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%
Ultor Srl	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Marte Srl	50,00%	34,14%
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%	70,10%
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, produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power International BV	100,00%	68,29%
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	813.702.087,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	68,29%
							Hidroelectricidad del Pacifico S de RL de Cv	0,01%	
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%	46,24%
Walden LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
Waseca Solar LLC	Delaware	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
West Faribault Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	68,29%
West Hopkinton Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	68,29%
West Waconia Solar LLC	Delaware	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 Anatolis-Prinias SA	Maroussi	Grecia	1.158.188,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
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 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%
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 Katharas SA	Maroussi	Grecia	538.648,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Kerasias SA	Maroussi	Grecia	475.990,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Milias SA	Maroussi	Grecia	614.774,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Mitikas SA	Maroussi	Grecia	442.639,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
Wind Parks of Paliopirgos 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 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	425.467,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
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 Spilias SA	Maroussi	Grecia	547.490,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	68,29%
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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
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%

Corporate Governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Il sistema di corporate governance di Enel SpA è conforme ai principi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate¹, nella edizione da ultimo modificata nel mese di luglio 2015, 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.

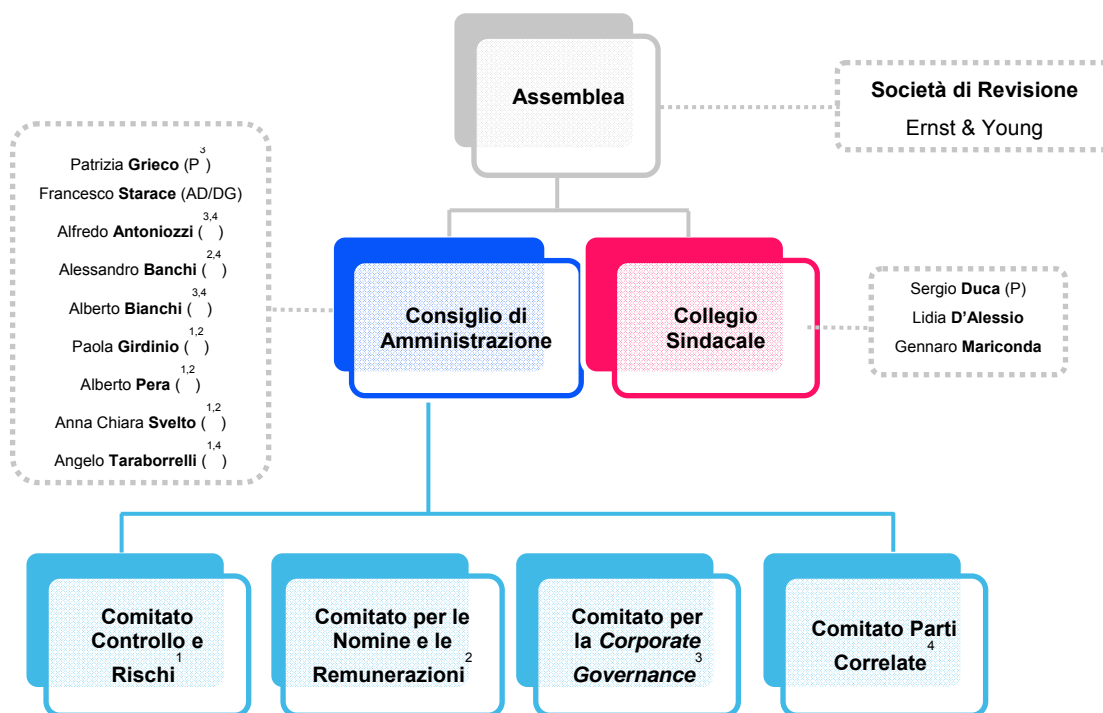
Il sistema di governo societario adottato da parte di Enel e del Gruppo societario che a essa fa capo risulta essenzialmente orientato all'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo, nella consapevolezza della rilevanza sociale delle attività in cui il 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 principi 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 nella versione vigente sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo <http://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2015clean.pdf>)



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").

Enel
Società per azioni
Sede legale in Roma
Viale Regina Margherita, 137