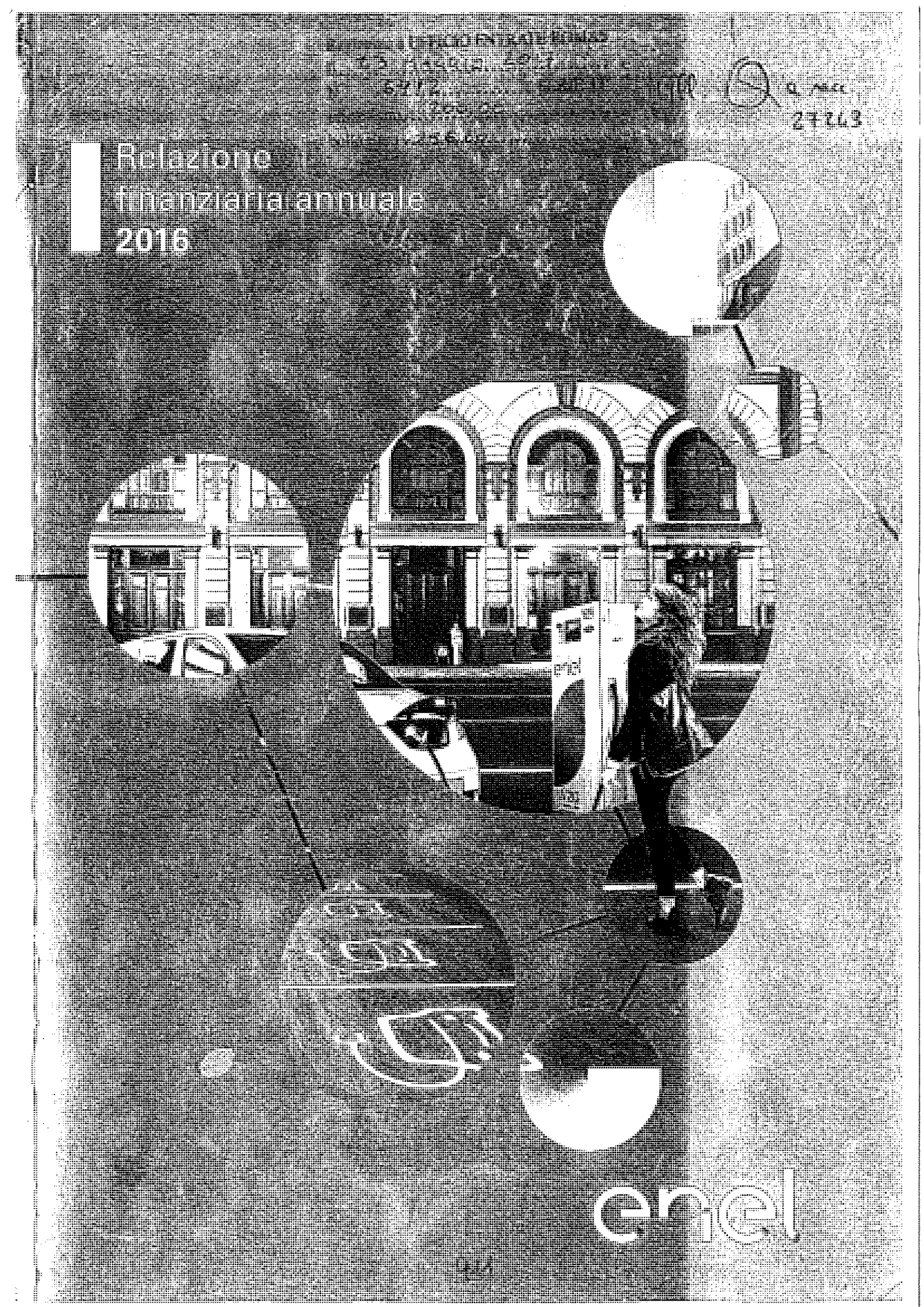
Relazione finanziaria annuale 2016



enel

Relazione finanziaria annuale 2016

Indice

Relazione sulla gestione

Modello organizzativo di Enel | **8**
Organi sociali | **10**
Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder | **12**
Sintesi dei risultati | **16**
Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | **26**
Risultati economici per area di attività | **39**
Andamento economico-finanziario di Enel SpA | **83**
Fatti di rilievo del 2016 | **89**
Scenario di riferimento | **101**
Principali rischi e incertezze | **138**
Prevedibile evoluzione della gestione | **143**
Altre informazioni | **144**
Sostenibilità | **146**
Informativa sulle parti correlate | **164**
Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati | **165**

Bilancio consolidato

Prospetti contabili consolidati | **168**
Note di commento | **175**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 316

Bilancio di esercizio di Enel SpA

Prospetti contabili | **320**
Note di commento | **327**

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 386

Relazioni

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA | **390**
Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2016 di Enel SpA | **398**
Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2016 del Gruppo Enel | **402**

Convocazione dell'Assemblea ordinaria | **406**
Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio e distribuzione di riserve disponibili | **407**

Allegati

Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016 | **412**

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari | **456**

ENEL IS
OPEN POWER

VALORI

[illegible] **Open Power**. [illegible] **Andiamo e scopriamo insieme la galassia Open Power.**

Innovazione

COMPORTAMENTI

Prende **decisioni nell'attività quotidiana** [illegible]

Condivide le informazioni [illegible]

Modifica [illegible] **priorità** [illegible]

Mantiene gli **impegni presi** [illegible]

[illegible]

Responsabilità

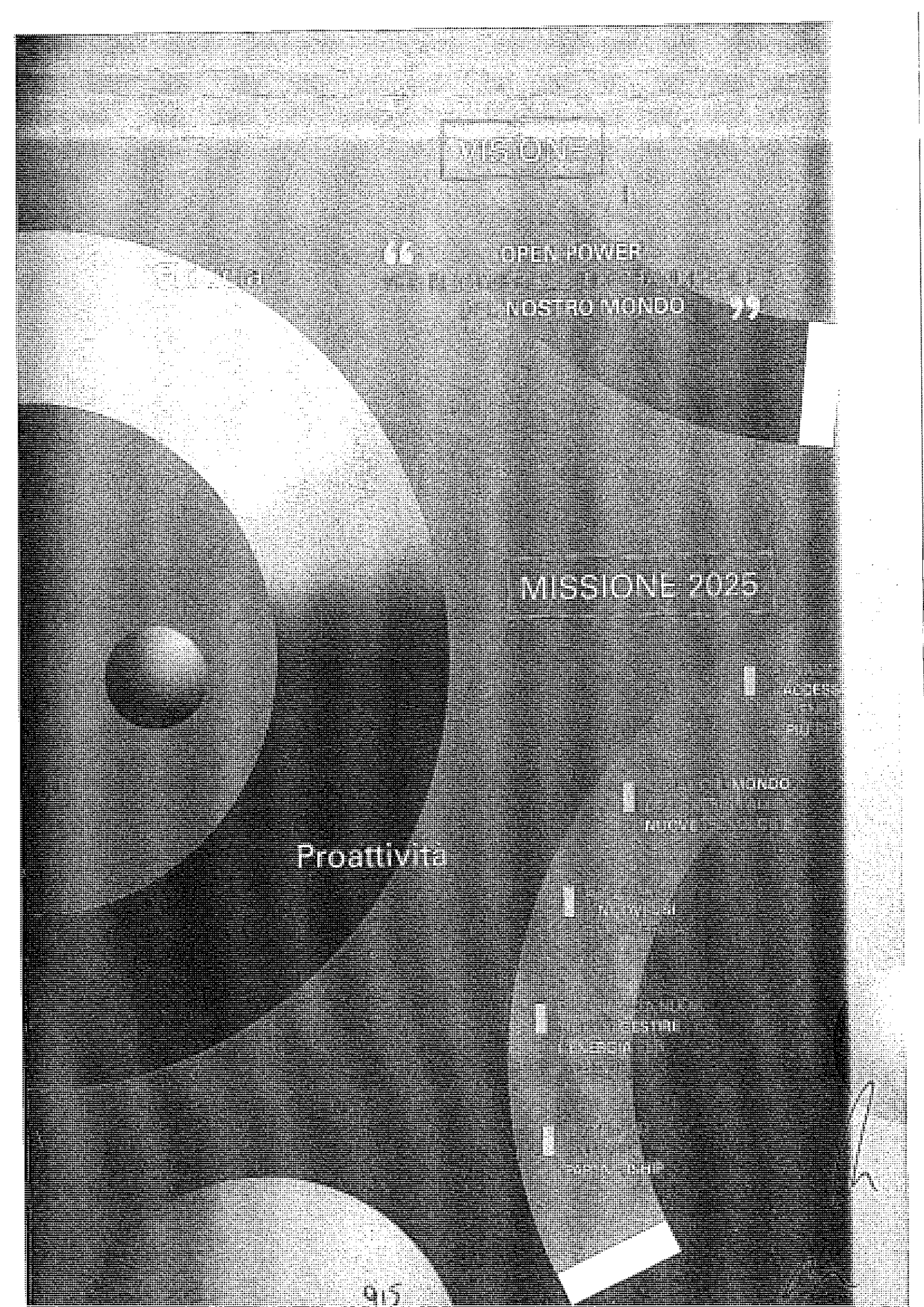
Adotta e promuove **comportamenti sicuri** [illegible] **migliorare** [illegible]

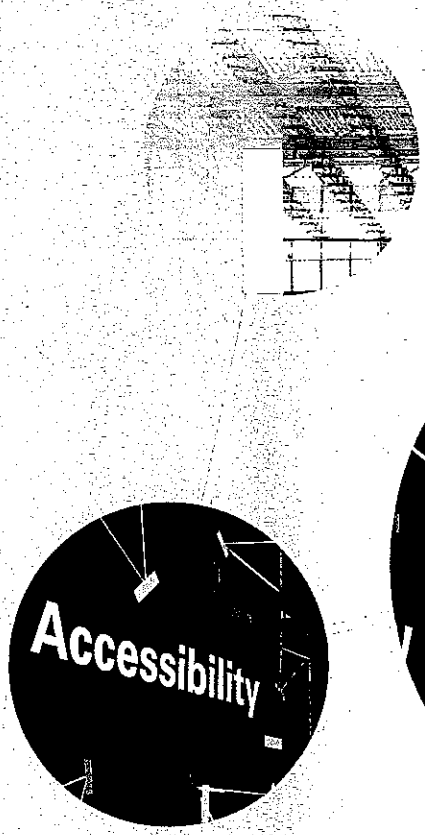
[illegible] **integrazione di tutte** [illegible]

Nel suo lavoro [illegible] **soddisfazione dei clienti** [illegible]

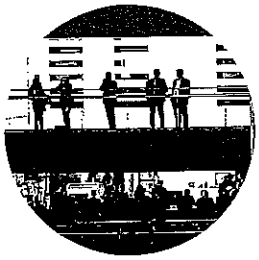
[illegible]

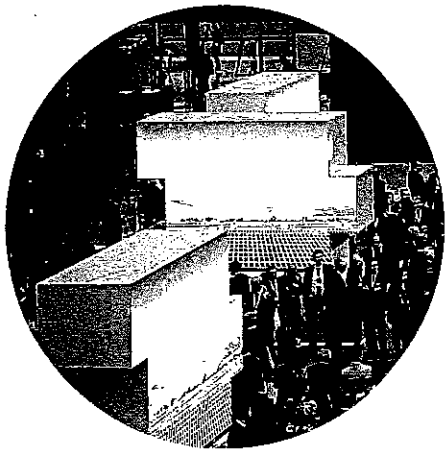
Riconosce il **merito dei colleghi** [illegible]

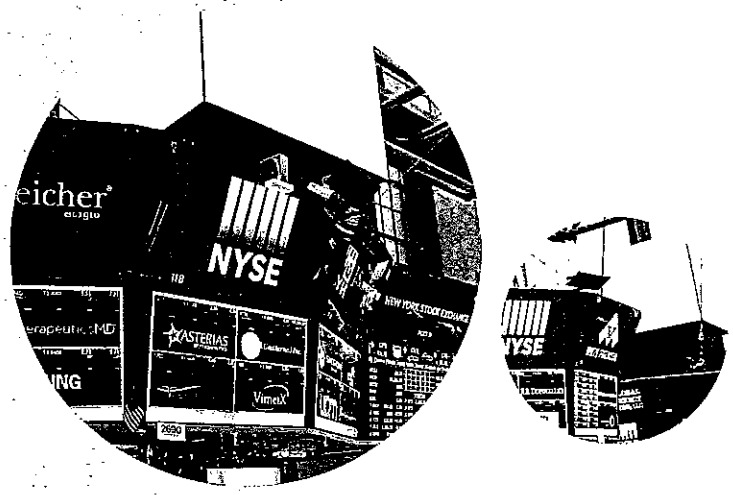

MISSIONE
OPEN POWER
NOSTRO MONDO
MISSIONE 2025
Proattività


Accessibility


Ethics

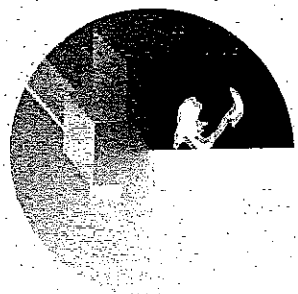





NYSE
NEW YORK STOCK EXCHANGE
ASTERIAS
VimetX
NYSE


enel


NEW YORK



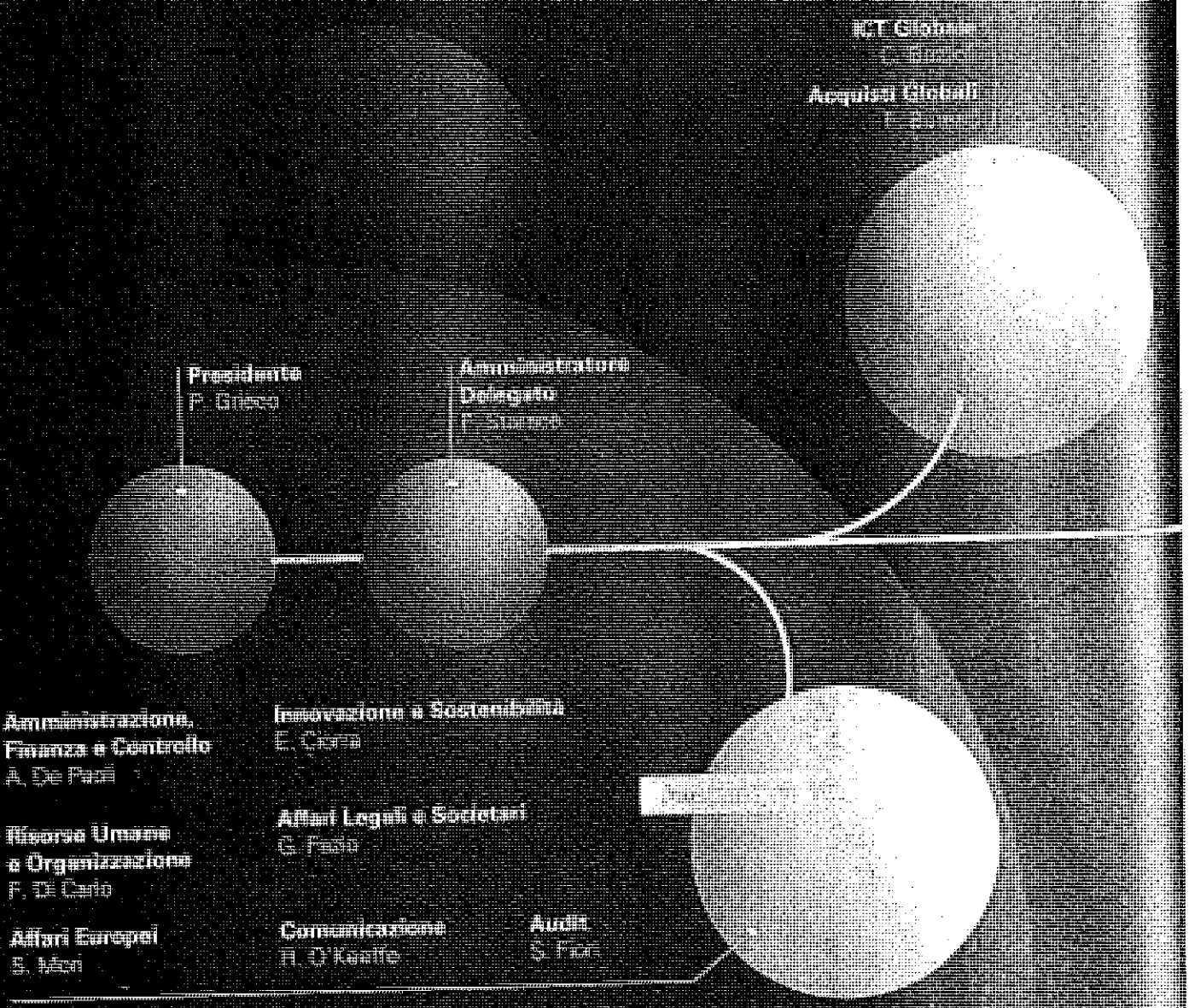
Modello organizzativo di Enel

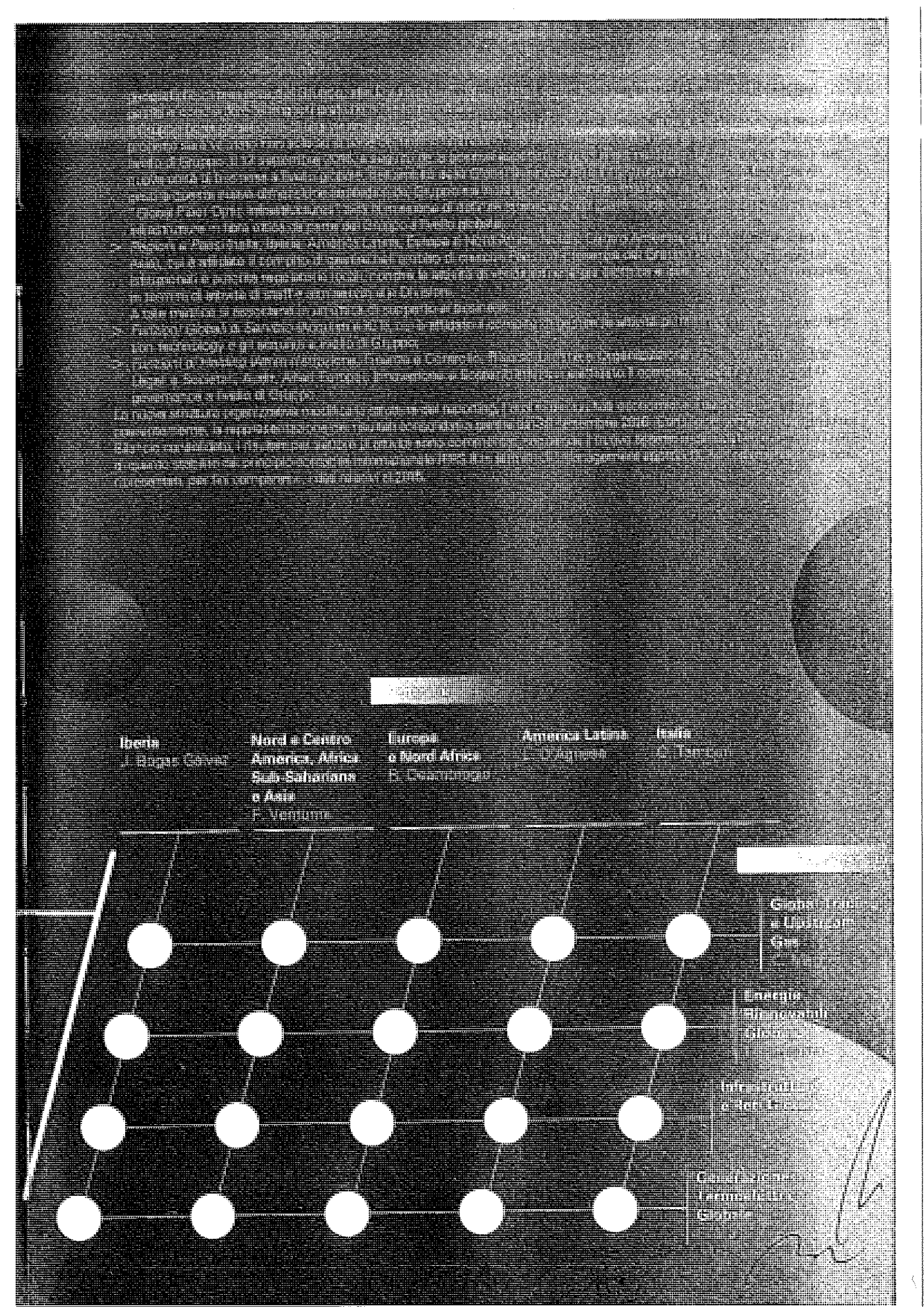
In data 8 aprile 2016 il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, anche al fine di [illegible] integrazione di Enel Green Power. In particolare, fra le principali novità introdotte dalla nuova struttura [illegible] segnalano:

- il riassetto della geografia di presenza del Gruppo, con la valorizzazione di Paesi che rappresentano [illegible] di business nel mondo e che sono Paesi in cui la presenza del Gruppo Enel e a finora [illegible] Enel Green Power. Si passa quindi da una matrice con quattro aree geografiche a una [illegible]. Si [illegible] Country "Italia" e le aree geografiche di "Iberia" e "America Latina", mentre l'area "Europa dell'Est" [illegible] diventando "Europa e Nord Africa". Emerge inoltre una nuova area geografica: "Nord e Centro America [illegible] Sub-Sahariana e Asia". Le sei geografie continuano ad avere il ruolo di presidio e integrazione [illegible] locale, favorendo lo sviluppo di tutti i segmenti della catena del valore. A livello geografico, nei Paesi [illegible] del business sia convenzionale sia rinnovabile verrà inoltre unificata la figura del Country Manager.
- la convergenza dell'intera filiera idroelettrica nell'ambito della linea di business della energia [illegible]
- la gestione integrata dal dispacciamento della flotta di generazione, rinnovabile e termica, da parte [illegible] gement di Country, nell'ambito della linea guida maturità della Divisione Global Trading.

In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola, come la precedente, in una matrice [illegible]

- Divisioni (Generazione Termoelettrica Globale, Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energia Rinnovabile [illegible] compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il mono sul capitale investito, [illegible]





Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

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

Collegio Sindacale

Presidente	Sindaci effettivi	Sindaci supplenti
Sergio Duca	Romina Guglielmetti Roberto Mazzei	Michela Barbiero Alfonso Tono Franco Luciano Tutino

Società di revisione

EY SpA

Assetto dei poteri

Consiglio di Amministrazione

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

Presidente del Consiglio di Amministrazione

Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 23 maggio 2014, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.

Amministratore Delegato

L'Amministratore Delegato ha anch'egli per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 23 maggio 2014, di tutti i poteri per l'amministrazione della Società, a eccezione di quelli diversamente attribuiti dalla legge, dallo Statuto o riservati al Consiglio di Amministrazione ai sensi della medesima deliberazione.

Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Cari azionisti, cari stakeholder,

il 2016 è stato caratterizzato da grandi variazioni di scenario macroeconomico spesso repentine, a fronte delle quali si sono registrati significativi progressi nella realizzazione della strategia di Enel, che hanno consentito al Gruppo di cogliere le opportunità di contesti caratterizzati da elevata complessità. Enel è diventata la utility europea a maggiore capitalizzazione di mercato, a riprova dell'efficacia dell'impostazione strategica e della capacità di implementazione operativa.

Il contesto macroeconomico

Il 2016 è stato caratterizzato da un contesto internazionale volatile, con importanti accadimenti in diverse aree geografiche, tra cui il referendum sull'uscita dall'Unione Europea del Regno Unito e l'elezione del nuovo Presidente degli Stati Uniti alla fine dell'anno. Negli Stati Uniti i dati relativi alla crescita e al mercato del lavoro hanno registrato un trend positivo, al pari dell'inflazione che, convergendo verso il livello target del 2%, ha contribuito a determinare il primo atteso rialzo dei tassi di interesse da parte della Federal Reserve (Fed) nel mese di dicembre 2016.

L'economia dell'area euro ha mostrato una forte resilienza a una serie di situazioni intra- ed extra-europee che, pur avendo indebolito la performance attesa, non hanno tuttavia impedito di mostrare continui e positivi segnali di ripresa. Il PIL nell'area euro ha, infatti, segnato continui rialzi negli ultimi trimestri, benché risulti ancora condizionato dal ritardo della ripresa economica in alcuni Paesi dell'eurozona e da una persistente disomogeneità nei trend di crescita tra nord e sud Europa.

La pressione inflazionistica dell'eurozona si attesta su livelli inferiori al target della Banca Centrale Europea (BCE), la quale ha proseguito nell'attuazione di una politica monetaria espansiva attraverso strumenti non convenzionali, annunciando però una progressiva riduzione del quantitative easing.

Molti dei Paesi emergenti risentono ancora degli effetti connessi alla conclusione del cosiddetto "commodities super cycle", all'instabilità degli assetti politici nonché a criticità di natura finanziaria determinate dalle minori entrate e dalla fuoriuscita di capitali. Tutti fattori che hanno contribuito a determinare un tasso di crescita medio dei Paesi emergenti tra i più bassi dal 2010.

A livello globale, per tutto il 2016, i mercati delle commodity sono stati caratterizzati da elevata volatilità. In particolare, il petrolio è passato dai minimi di inizio anno intorno ai 30 $/bbl a picchi di oltre 50 $/bbl nell'ultima parte dell'anno; mentre il carbone, fortemente condizionato dalle misure governative cinesi volte dapprima a limitare la produzione locale e successivamente a incrementarla, ha subíto forti oscillazioni nei prezzi, che sono passati dai minimi di inizio anno, intorno ai 40 $/ton, fino a raddoppiare sul finire del 2016.

Per quanto riguarda il gas europeo, la debolezza dei fondamentali nei primi nove mesi dell'anno ha mantenuto il riferimento TTF nel range 12-14 €/MWh; nell'ultimo trimestre la domanda ha subíto un forte incremento per effetto della stagione invernale, sostenendo i prezzi fino a 20 €/MWh.

Nonostante l'elevata volatilità delle commodity, gli investimenti nelle energie rinnovabili in tutto il mondo continuano a crescere, confermando la tendenza degli ultimi anni.

I principali risultati

Il 2016, per Enel, è stato un anno decisamente positivo. Il Gruppo ha superato gli obiettivi prefissati, che erano già stati rivisti al rialzo nel corso dell'anno.

In particolare, il Gruppo ha chiuso il 2016 con un EBITDA ordinario pari a 15,2 miliardi di euro, in crescita rispetto ai 15 miliardi di euro dello scorso anno e migliore della guidance fornita al mercato. L'utile netto ordinario, sul quale viene calcolato il dividendo, è aumentato di 12 punti percentuali, raggiungendo i 3,2 miliardi di euro rispetto ai 2,9 miliardi di euro dell'anno precedente. Il dividendo 2016 ammonta a 18 centesimi per azione, in aumento del 12% rispetto ai 16 centesimi dell'anno precedente. Il rapporto FFO su debito netto, che indica il livello di solidità finanziaria, ha raggiunto il 26%, in miglioramento rispetto all'obiettivo che il Gruppo si era prefissato e in crescita rispetto al 25% dell'anno precedente. In conseguenza del miglioramento della generazione di cassa, è stata reintrodotta una politica di acconto sui dividendi applicata già dai risultati 2016, che ha visto la distribuzione di un acconto di 9 centesimi di euro nel mese di gennaio 2017. Il debito netto è rimasto sostanzialmente stabile a 37,6 miliardi di euro, nonostante il significativo incremento degli investimenti destinati alla crescita (che sono aumentati di 1,5 miliardi di euro rispetto allo scorso anno) e il già citato incremento dei dividendi distribuiti.

Questi risultati decisamente positivi sono rispecchiati dall'andamento del titolo Enel che, nel 2016, ha registrato un incremento di circa 8 punti percentuali (+12% se si considerano anche i dividendi distribuiti nell'esercizio). L'andamento positivo del titolo Enel è ancora più rilevante se confrontato con l'indice di riferimento italiano (FTSE-MIB), che è sceso del 10%, e dell'indice settoriale europeo (Euro STOXX Utilities UEM), che ha registrato nello stesso periodo un calo dell'8%.

Il Gruppo ha, infine, segnato progressi importanti anche rispetto agli impegni presi nell'ambito degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals, SDG), parte integrante del proprio Piano Strategico.

Rispetto agli obiettivi fissati al 2020, infatti, il Gruppo ha già raggiunto il 75% dei 400.000 beneficiari relativi all'SDG 4 (educazione di qualità), il 50% circa dei 3 milioni di beneficiari relativi all'SDG 7 (accesso all'energia) e il 70% del nuovo obiettivo di 1,5 milioni di beneficiari relativi all'SDG 8 (dignità del lavoro e crescita economica). Inoltre, il Gruppo ha chiuso il 2016 con un sensibile progresso nell'ambito dell'SDG 13 (lotta al cambiamento climatico) e del suo cammino verso la totale decarbonizzazione del mix energetico al 2050: i grammi di CO_2/kWh_{eq} si sono infatti ridotti a circa 395, rispetto all'obiettivo di raggiungere un livello inferiore ai 350 al 2020.

I principali avvenimenti

Per quanto riguarda la crescita industriale, nel 2016 si è registrato il record di capacità rinnovabile installata da parte del Gruppo Enel in un anno, superando la soglia dei 2.000 MW costruiti. È stato, altresì, avviato un nuovo modello di business denominato "BSO" ("Build, Sell and Operate"), a minore intensità di capitale e destinato ad accelerare ulteriormente lo sviluppo dell'ampio portafoglio di progetti di Enel nelle fonti rinnovabili a livello globale.

In Italia, Enel ha presentato il piano di roll-out del contatore elettronico di nuova generazione, che sarà installato in 32 milioni di case e aziende e che rappresenta uno degli elementi centrali del processo di innovazione del Gruppo; il nuovo contatore elettronico permetterà di avere un'energia sempre più aperta, accessibile, tecnologicamente all'avanguardia e sostenibile.

Sempre in Italia, nel 2016 è stato avviato il progetto per la realizzazione dell'infrastruttura di rete in banda ultralarga, con lo scopo di cogliere nuove opportunità di creazione di valore disponibili a chi può offrire, con tempi certi e su base competitiva, un'infrastruttura moderna di interconnettività future proof.

Nel 2016 sono proseguite in Italia le attività relative al progetto Futur-e, il cui obiettivo è riqualificare, con un approccio di economia circolare, 23 centrali termoelettriche di Enel giunte al termine della loro vita utile, favorendo il coinvolgimento diretto di tutti gli stakeholder e delle comunità locali. A oggi, i siti già riqualificati sono quattro, e nel corso del 2016 sono stati lanciati cinque Concorsi di Progetto per altrettanti siti.

Nel 2016, in Spagna, è proseguito il piano di roll-out di contatori digitali modello "Cervantes", la cui installazione massiva verrà completata entro il 2017, con largo anticipo rispetto alla scadenza prevista.
Sempre in Spagna, e in Portogallo, è stata avviata un'attività di crescita attraverso l'acquisizione di società di distribuzione e vendita di energia a clienti finali, che ha iniziato a dare i suoi frutti e che continuerà nei prossimi anni.
Nel 2016, in Spagna, sono proseguiti gli interventi ambientali sulla centrale a carbone di Litoral (in Almería), con la messa in servizio, nel novembre 2016, dell'unità 2 e l'inizio dei lavori, nel mese di dicembre, sull'unità 1. Tali interventi sono finalizzati a trasformare la centrale in una delle più efficienti d'Europa da un punto di vista ambientale.
Per quanto riguarda gli altri Paesi, nel mese di dicembre 2016 il Gruppo si è aggiudicato la gara per l'acquisizione di un'importante società di distribuzione brasiliana, Celg Distribuição SA, che conta circa 3 milioni di clienti e una rete di oltre 200.000 chilometri. Inoltre, Enel si è aggiudicata importanti gare per la realizzazione di capacità di generazione da fonti rinnovabili in Indonesia, Marocco, Messico, Perù e Zambia.
Nell'ambito del programma di gestione attiva del portafoglio, tra le principali operazioni si ricordano il completamento della prima tranche della cessione della partecipazione detenuta in Slovenské elektrárne e la sigla dell'accordo per la vendita di Marcinelle Energie, con la conseguente uscita di Enel dal mercato belga. Sono state inoltre cedute le attività italiane nel settore dell'upstream gas.
Per quel che concerne l'impegno di Enel nella mobilità elettrica, è stato realizzato in Danimarca il primo hub vehicle-to-grid (V2G) al mondo. Con l'utilizzo della tecnologia V2G, i veicoli elettrici potranno migliorare la stabilità della rete e promuovere ulteriormente l'integrazione delle energie rinnovabili nel mix di generazione, che rappresenta un obiettivo chiave della strategia energetica globale di Enel.
Inoltre, in linea con la filosofia "Open Innovation" di Enel, è stato realizzato un innovation hub in Israele, al fine di promuovere collaborazioni con realtà presenti nell'ecosistema israeliano.
Attività e risultati che sono stati raggiunti anche grazie a una struttura organizzativa più razionale ed efficiente. Nel 2016 è stato infatti completato il processo di integrazione di Enel Green Power in Enel, con la convergenza dell'intera filiera idroelettrica all'interno della Business Line "Global Renewable Energies". È stata, inoltre, completata la seconda fase del processo di riassetto societario in America Latina, finalizzato alla separazione delle attività cilene da quelle degli altri Paesi dell'area; ciò ha portato, nel mese di dicembre 2016, alla quotazione delle azioni di Enel Américas presso il New York Stock Exchange.
Infine, nel 2016, è stato presentato il nuovo logo e brand di Enel. Una decisione importante, che ha portato ad attuare l'attività di re-branding degli asset fisici più visibili nei diversi Paesi e a lanciare un nuovo sito istituzionale, una nuova intranet e nuovi canali di social engagement.
Un cambiamento in linea con l'evoluzione della cultura di Enel che, con la sua visione innovativa e sostenibile, è sempre più protagonista dello scenario energetico globale. Una leadership che, in piena attuazione dei valori "Open Power", aspira a contribuire ogni giorno al futuro del mondo dell'energia, attraverso la creazione di valore per gli azionisti e per tutti gli stakeholder.

La strategia e le previsioni per il 2017

Durante il 2016 si è delineata, in maniera netta, una profonda trasformazione del settore energetico, che nei prossimi anni influenzerà in modo determinante la natura stessa di questo settore.
La spinta dell'evoluzione tecnologica e la pervasiva diffusione della digitalizzazione portano il vettore energetico dell'elettricità a far fronte a bisogni sinora soddisfatti da fonti fossili.
Questa crescente penetrazione dell'elettricità nella vita sociale e nell'attività economica, da un lato, sostiene la potenziale riduzione delle emissioni di gas serra a livello globale e, dall'altro, costituisce un'importante opportunità di crescita e diversificazione delle attività del Gruppo Enel.
Questo a patto che si persegua con decisione una traiettoria di sviluppo sostenibile e inclusivo in tutte le strutture sociali in cui Enel si trova a operare, nonché si prosegua nella ricerca dell'efficienza e nella decarbonizzazione progressiva del parco di generazione di Gruppo, accompagnata dalla digitalizzazione degli asset e dei processi di lavoro.

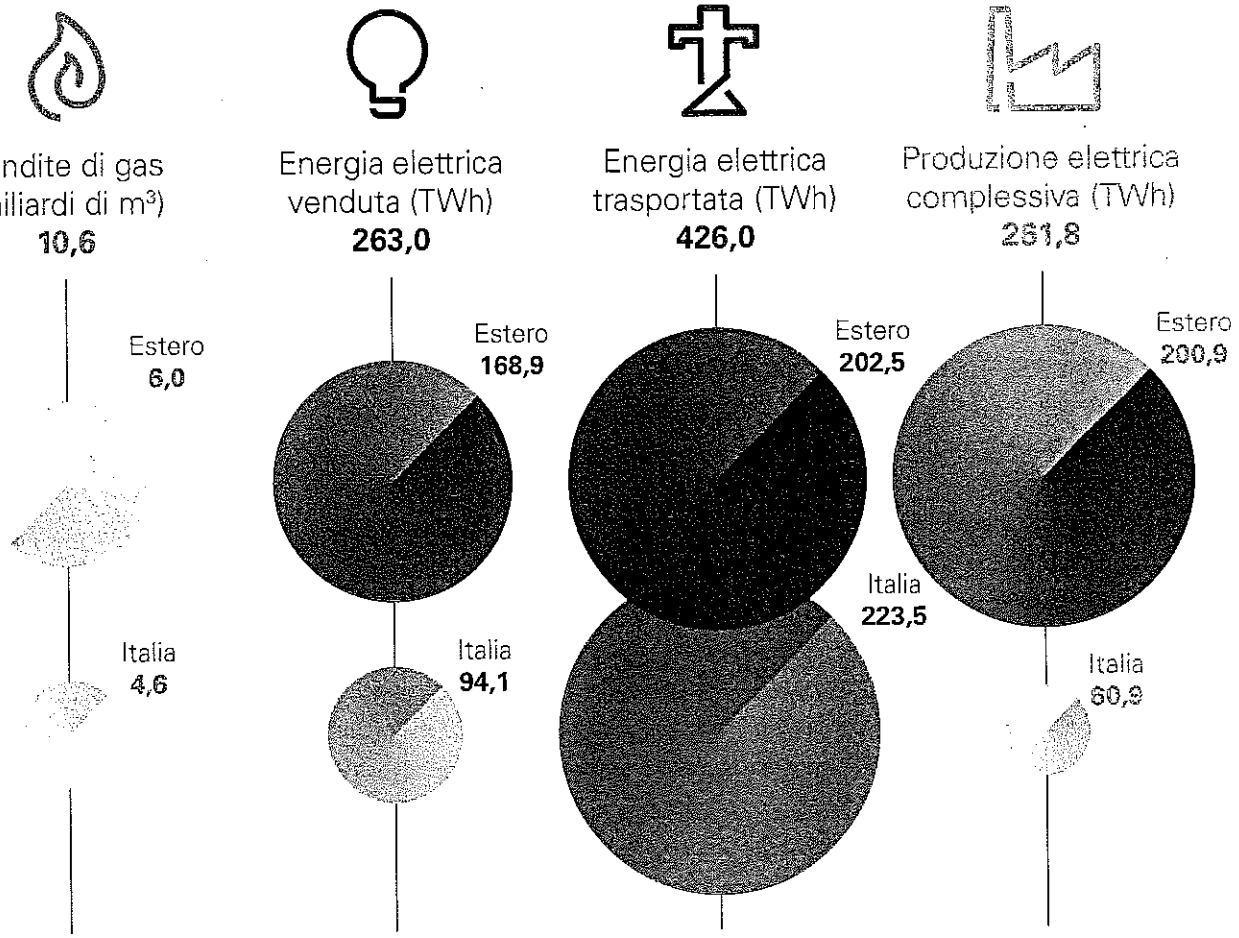
Il percorso di crescita che è ripreso vigorosamente in questi anni potrà anche continuare e accelerare, perseguendo nuove opportunità che la tecnologia e la digitalizzazione stanno offrendo, per affrontare le quali sarà realizzata una nuova unità organizzativa a livello globale, il cui compito sarà quello di individuare e sviluppare tutte le possibili aree di creazione di valore in questo nuovo campo.
Nel novembre 2016 è stato presentato il Piano Strategico 2017-2019 con il quale sono stati aggiornati i contenuti della strategia di Gruppo. Il Piano Strategico di Enel, predisposto su base annuale, è frutto di un lavoro di condivisione tra il management e il Consiglio di Amministrazione, che è chiamato all'approvazione finale della strategia, nonché al monitoraggio periodico della sua attuazione.
Il Piano Strategico di Enel considera la sostenibilità, nel binomio imprescindibile con l'innovazione, quale elemento essenziale al fine di creare valore duraturo per l'azienda e tutti i suoi stakeholder, attraverso l'individuazione di soluzioni sempre nuove, volte a ridurre l'impatto ambientale e a valorizzare le relazioni con le comunità locali. Siamo consapevoli che il contributo del nostro business non è solamente riconducibile ai risultati economici, ma sempre più alla capacità di generare ricadute positive per tutti gli stakeholder. In quest'ottica, come già evidenziato, sono stati integrati nel Piano Strategico di Gruppo quattro Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals), sui quali Enel ha assunto impegni formali, relativamente all'accesso all'energia, all'educazione di qualità, alla dignità del lavoro e alla crescita economica, nonché alla lotta al cambiamento climatico.
A tale ultimo riguardo, il Piano Strategico prevede che, entro il 2019, la capacità rinnovabile del Gruppo raggiungerà circa 46 GW, includendo anche la capacità gestita attraverso il nuovo modello di business "BSO" ("Build, Sell and Operate"). La produzione di Enel è oggi per il 46% a emissioni zero, cifra che arriverà al 56% nel 2019, con l'obiettivo di una totale decarbonizzazione del mix energetico di Gruppo entro il 2050.
Affinché si possa raggiungere tale risultato, sarà fondamentale l'ulteriore sviluppo delle infrastrutture di rete, che avranno il compito di integrare le fonti rinnovabili nel sistema elettrico, gestendo i flussi bidirezionali di energia legati a una quota sempre maggiore di generazione distribuita. Per questo motivo, consapevoli del ruolo primario che avranno le reti, nel nuovo Piano Strategico sono stati previsti maggiori investimenti nella crescita proprio nelle infrastrutture di rete, in Italia e all'estero, per un totale di 5,8 miliardi di euro tra il 2017 e il 2019.
Oggi Enel è un'azienda dotata di un'organizzazione più semplice, focalizzata, efficiente, capace di eseguire la strategia in modo efficace e con i ritorni attesi: appare significativo il fatto che gli obiettivi che Enel si era posta con il precedente Piano Strategico di Gruppo siano stati raggiunti con ampio anticipo, e questo ha consentito di fissare target ancora più ambiziosi per i prossimi anni.
Con il Piano Strategico 2017-2019, accanto ai pilastri fondamentali della strategia già in essere (ossia: l'efficienza operativa, la crescita industriale, la semplificazione della struttura del Gruppo e la gestione attiva del portafoglio), sono stati quindi introdotti la digitalizzazione e l'attenzione al cliente, due aspetti fondamentali già presenti nella strategia di Gruppo ma che si è deciso di rendere espliciti.
In un contesto macroeconomico in trasformazione, Enel punta a disegnare il futuro del settore energetico applicando le innovazioni del digitale, non solo per incrementare l'efficienza del business in tutte le fasi della produzione, della distribuzione e della vendita di energia, ma anche per offrire ai clienti servizi sempre più innovativi e di alta qualità. Per questi motivi, si è previsto di investire, nel periodo di Piano, 4,7 miliardi di euro per digitalizzare gli asset, l'operatività e i processi del Gruppo e per potenziare la connettività, al fine di generare valore attraverso l'efficienza e la crescita.

Enel è un'azienda all'avanguardia nella profonda trasformazione del settore energetico mondiale, ben posizionata per affrontarne le difficoltà e le sfide a fronte di variazioni di scenario anche repentine. L'azienda è pronta a utilizzare tutte le leve e la flessibilità guadagnata nei tre anni passati, per cogliere anche le opportunità di crescita e creazione di nuovo valore che il cambiamento in atto nel settore sta rendendo possibile.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Patrizia Grieco

L'Amministratore Delegato
Francesco Starace

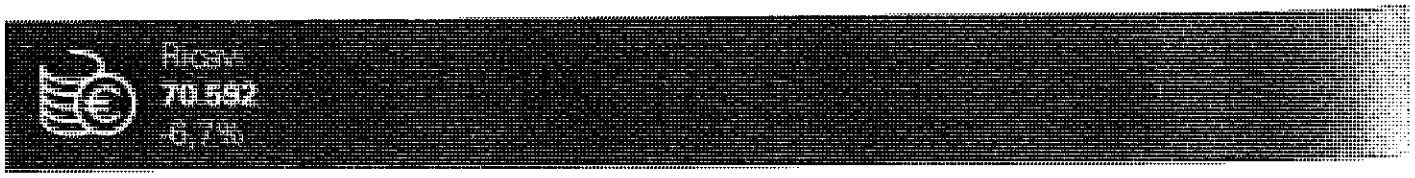
Sintesi dei risultati



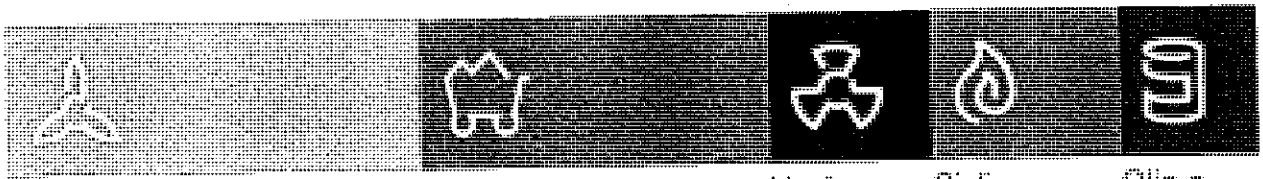
Investimenti per settori di business **8.552** (milioni di euro)



Dati economici 2016 (rispetto al 2015)



Produzione netta complessiva per fonte 261,8 (TWh)



Rinnovabili **33%**

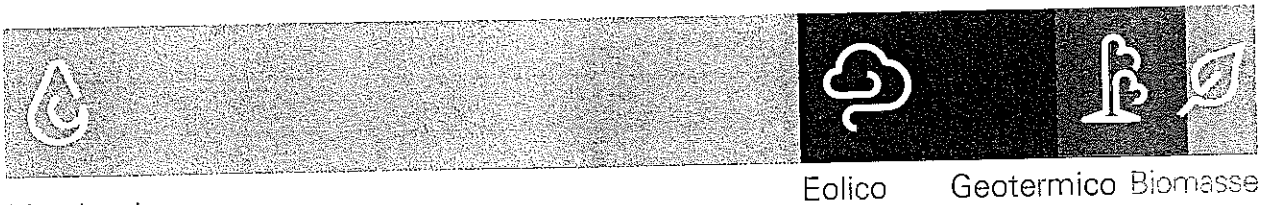
Carbone **28%**

Nucleare **13%**

Cicli combinati a gas **15%**

Olio e turbogas **11%**

Produzione netta complessiva per fonte rinnovabile 88,0 (TWh)



Idroelettrico **70%**

Eolico **21%**

Geotermico **7%**

Biomasse e solare **2%**

Dipendenti per settori di business 62.080



Europa e Nord Africa	Iberia	America Latina	Italia	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche
5.858	9.695	**12.979**	29.321	**891**	**185**	**3.151**

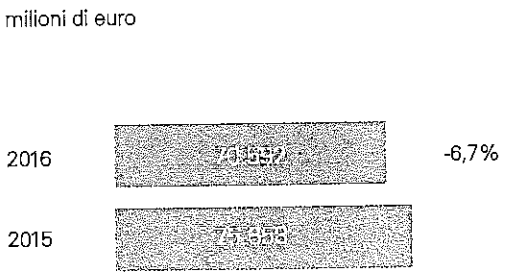
(milioni di euro)

	Margine operativo lordo	Risultato operativo	Risultato netto
	15.276	**8.921**	**3.787**
	-0,1%	+16,1%	+12,0%

Dati economici

Ricavi

I **ricavi** del 2016 sono pari a 70.592 milioni di euro, con un decremento pari a 5.066 milioni di euro (-6,7%) rispetto al 2015. Il decremento è prevalentemente da riferire all'effetto negativo dell'apprezzamento dell'euro nei confronti delle valute degli altri Paesi (pari a 1.286 milioni di euro e particolarmente concentrato in America Latina), alle minori attività di trading di energia elettrica (1.062 milioni di euro), al deconsolidamento di Slovenské elektrárne a seguito della cessione di fine luglio 2016 (767 milioni di euro), alle minori vendite di energia ai clienti finali nei mercati maturi, nonché alle riduzione delle vendite di energia generata. A tali fenomeni si aggiunge la rilevazione dei contributi ricevuti in Argentina per effetto della *Resolución* n. 32/2015 nel 2015. Per quanto riguarda i proventi da operazioni straordinarie, nel 2016 si rilevano principalmente le plusvalenze derivanti dalla cessione di GNL Quintero e di Hydro Dolomiti Enel, rispettivamente di 173 milioni di euro e di 124 milioni di euro, mentre nel 2015 questi includevano la plusvalenza realizzata dalla cessione di SE Hydropower per 141 milioni di euro, e il negative goodwill e la contestuale rimisurazione al fair value dell'interessenza già detenuta dal Gruppo a seguito dell'acquisizione di 3Sun per complessivi 116 milioni di euro.



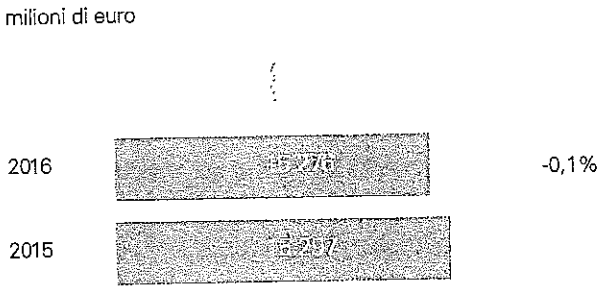
Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Italia	36.957	40.727	(3.770)	-9,3%
Iberia	18.953	20.484	(1.531)	-7,5%
America Latina	10.768	10.828	(60)	-0,6%
Europa e Nord Africa	3.798	4.990	(1.192)	-23,9%
Nord e Centro America	1.125	882	243	27,6%
Africa Sub-Sahariana e Asia	29	18	11	61,1%
Altro, elisioni e rettifiche	(1.038)	(2.271)	1.233	54,3%
Totale	**70.592**	**75.658**	**(5.066)**	**-6,7%**

Margine operativo lordo

Il **margine operativo lordo** del 2016 è pari a 15.276 milioni di euro e si decrementa di 21 milioni di euro (-0,1%) rispetto al 2015 in presenza di un effetto negativo derivante dalla variazione dei tassi di cambio per 372 milioni di euro e del rilascio parziale (per 550 milioni di euro), effettuato nel 2015, del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare esausto alla luce della nuova normativa introdotta in Slovacchia.

Tali effetti sono parzialmente compensati dalla generale crescita dei margini rilevati in quasi tutte aree geografiche, e in particolare in America Latina (sia nella generazione sia nella distribuzione e vendita di energia elettrica) e nei mercati finali maturi (Italia e Spagna), anche per l'effetto degli oneri rilevati nel 2015 a seguito della formalizzazione di alcuni accordi per l'uscita anticipata di personale nei due Paesi.



Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Italia	6.679	6.916	(237)	-3,4%
Iberia	3.562	3.353	209	6,2%
America Latina	3.556	3.306	250	7,6%
Europa e Nord Africa	762	1.451	(689)	-47,5%
Nord e Centro America	833	575	258	44,9%
Africa Sub-Sahariana e Asia	14	7	7	-
Altro, elisioni e rettifiche	(130)	(311)	181	58,2%
Totale	**15.276**	**15.297**	**(21)**	**-0,1%**

Il **margine operativo lordo ordinario** ammonta a 15.174 milioni di euro, con un incremento di 134 milioni di euro rispetto al 2015 (+0,9%). Le partite straordinarie del 2016, non contenute nel margine operativo lordo ordinario, ammontano a 102 milioni di euro, di cui in particolare:

- le plusvalenze derivanti dalla cessione di GNL Quintero e di Hydro Dolomiti Enel, rispettivamente di 173 milioni di euro e di 124 milioni di euro;
- le minusvalenze rilevate per la definitiva rinuncia allo sviluppo di alcuni progetti idroelettrici in Cile e Perù (pari a circa 195 milioni di euro).

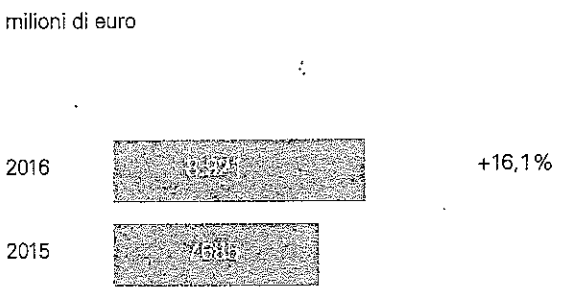
Si segnala, inoltre, che nell'esercizio a confronto le partite straordinarie ammontavano a 257 milioni di euro, derivanti dalla plusvalenza di 141 milioni di euro per la cessione di SE Hydropower e per la rilevazione di negative goodwill e rimisurazione al fair value di 3Sun, per un totale di 116 milioni di euro, a seguito dell'acquisizione del controllo.

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Italia	6.555	6.659	(104)	-1,6%
Iberia	3.562	3.353	209	6,2%
America Latina	3.578	3.306	272	8,2%
Europa e Nord Africa	762	1.451	(689)	-47,5%
Nord e Centro America	833	575	258	44,9%
Africa Sub-Sahariana e Asia	14	7	7	-
Altro	(130)	(311)	181	58,2%
Totale	**15.174**	**15.040**	**134**	**0,9%**

Risultato operativo

Il **risultato operativo** del 2016 ammonta a 8.921 milioni di euro, con un incremento di 1.236 milioni di euro rispetto al 2015 (7.685 milioni di euro) a fronte di minori ammortamenti e impairment per 1.257 milioni di euro. Tale ultima variazione è quasi esclusivamente ascrivibile agli impairment, che hanno riguardato principalmente, nel 2016, l'adeguamento di valore di alcuni diritti d'acqua riferiti ad alcuni progetti idroelettrici sui fiumi cileni Neltume e Choshuenco per i quali si intravedono difficoltà di tipo procedurale (273 milioni di euro), gli asset upstream gas (55 milioni di euro) nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (130 milioni di euro) e Nuove Energie (92 milioni di euro), mentre nel 2015 si riferivano alle CGU Enel Russia (899 milioni di euro), Enel Green Power Romania (155 milioni di euro), agli asset di esplorazione di upstream gas (per 159 milioni di euro) e a Slovenské elektrárne (574 milioni di euro), quest'ultima per riallinearne il valore degli attivi netti al presumibile valore di realizzo.



Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Italia	4.387	4.588	(201)	-4,4%
Iberia	1.766	1.473	293	19,9%
America Latina	2.163	2.320	(157)	-6,8%
Europa e Nord Africa	286	(569)	855	-
Nord e Centro America	565	338	227	67,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	(5)	4	(9)	-
Altro	(241)	(469)	228	-48,6%
Totale	**8.921**	**7.685**	**1.236**	**16,1%**

Il **risultato operativo ordinario**, che oltre a non includere le partite escluse dal margine operativo lordo ordinario non considera gli effetti dei sopracitati impairment, ammonta a 9.436 milioni di euro, con un incremento di 221 milioni di euro (2,4%) rispetto all'analogo periodo del 2015. Oltre all'incremento del margine operativo lordo ordinario, la variazione riflette sostanzialmente minori adeguamenti netti di valore dei crediti commerciali.

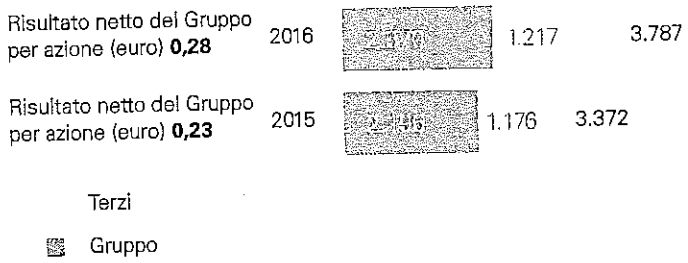
Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Italia	4.356	4.331	25	0,6%
Iberia	1.766	1.473	293	19,9%
America Latina	2.458	2.320	138	5,9%
Europa e Nord Africa	486	1.059	(573)	-54,1%
Nord e Centro America	565	338	227	67,2%
Africa Sub-Sahariana e Asia	(5)	4	(9)	-
Altro	(190)	(310)	120	-38,7%
Totale	**9.436**	**9.215**	**221**	**2,4%**

Risultato netto

Il **risultato netto del Gruppo** del 2016 ammonta a 2.570 milioni di euro rispetto ai 2.196 milioni di euro dell'esercizio precedente. In particolare, il sopracitato incremento del risultato operativo è stato in parte compensato dai maggiori oneri finanziari netti (non riferibili all'indebitamento ma prevalentemente connessi agli oneri netti su derivati al netto delle differenze positive su cambi), dagli effetti dell'adeguamento al fair value della quota residua del capitale detenuto dal Gruppo in Slovak Power Holding e dal credito relativo alla cessione del suo 50% (per complessivi 439 milioni di euro), e dagli effetti negativi connessi alle maggiori imposte riconducibili, oltre che al maggior utile *ante* imposte e ad alcune modifiche alle aliquote fiscali intervenute nei due esercizi a confronto (in Italia nel 2015 e in Perù nel 2016) che hanno comportato l'adeguamento della fiscalità differita, al diverso peso nei due periodi a confronto di alcuni elementi reddituali, derivanti da operazioni straordinarie, assoggettati a un regime di sostanziale esenzione (c.d. "regime PEX").

milioni di euro



Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2016 ammonta a 3.243 milioni di euro (2.887 milioni nel 2015), con un aumento di 536 milioni di euro rispetto al 2015. Nella seguente tabella è rappresentata la riconciliazione tra risultato netto del Gruppo e risultato netto del Gruppo ordinario, con evidenza degli elementi non ordinari e dei rispettivi effetti sul risultato, al netto dei relativi effetti fiscali e delle interessenze di terzi.

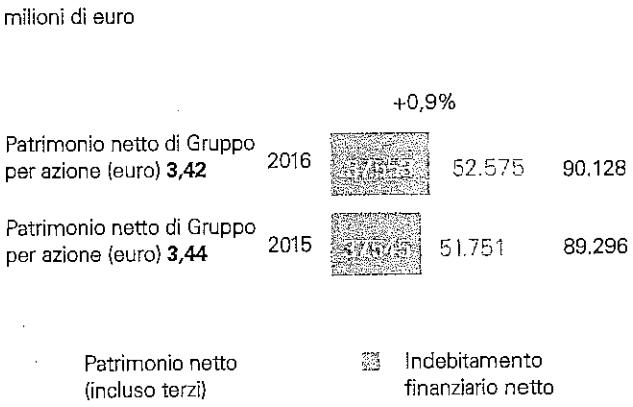
Milioni di euro	2016
Risultato netto del Gruppo	**2.570**
Plusvalenza per cessione Hydro Dolomiti Enel	(122)
Plusvalenza per cessione GNL Quintero	(45)
Rinuncia progetti e impairment su progetti idroelettrici in Cile e Perù	130
Impairment Enel Green Power Romania	109
Impairment Marcinelle Energie	34
Impairment delle attività relative all'upstream gas	41
Impairment Nuove Energie	74
Impairment e adeguamento al fair value delle attività inerenti a Slovenské elektrárne	462
Risultato netto del Gruppo ordinario	**3.243**

Dati patrimoniali e finanziari

Capitale investito netto

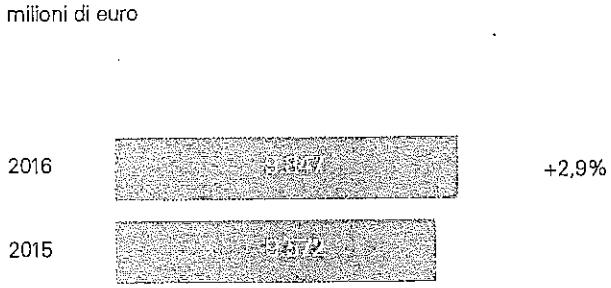
Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 11 milioni di euro, ammonta a 90.128 milioni di euro al 31 dicembre 2016 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.575 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.553 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2016, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,71 (0,73 al 31 dicembre 2015).

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta a 37.553 milioni di euro, registrando un incremento di 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.



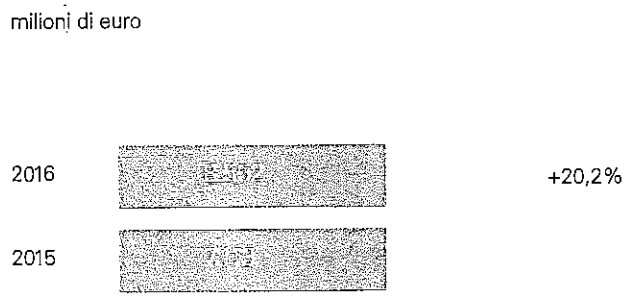
Cash flow da attività operativa

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2016 è pari a 9.847 milioni di euro, in incremento di 275 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente.



Investimenti

Gli **investimenti**, pari a 8.552 milioni di euro nel 2016 (di cui 7.637 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), rilevano un incremento di 1.439 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015, particolarmente concentrato negli impianti da fonti rinnovabili in Nord America e Messico.



932

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Italia	1.883	1.843 (1)	40	2,2%
Iberia	1.147	1.001	146	14,6%
America Latina	3.069	2.937	132	4,5%
Europa e Nord Africa	265 (2)	249 (3)	16	6,4%
Nord e Centro America	1.832	720	1.112	-
Africa Sub-Sahariana e Asia	304	311	(7)	-2,3%
Altro, elisioni e rettifiche	52 (4)	52	-	-
Totale	**8.552**	**7.113**	**1.439**	**20,2%**

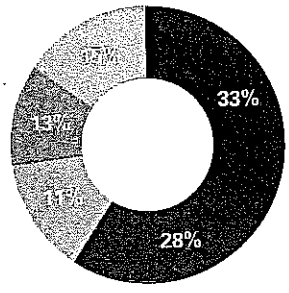
(1) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 648 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

	Italia	Estero	**Totale**	Italia	Estero	**Totale**
		2016			2015	
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	60,9	200,9	**261,8**	68,5	215,5	**284,0**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) (1)	223,5	202,5	**426,0**	227,1	200,3	**427,4**
Energia venduta da Enel (TWh) (2)	94,1	168,9	**263,0**	88,0	172,1	**260,1**
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³) (3)	4,6	6,0	**10,6**	4,1	5,3	**9,4**
Dipendenti alla fine del periodo (n.) (4)	31.956	30.124	**62.080**	33.040	34.874	**67.914**

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.
(2) Escluse cessioni ai rivenditori.
(3) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità vendute.
(4) Include 4.301 unità riferite al perimetro classificato come "posseduto per la vendita" al 31 dicembre 2015.

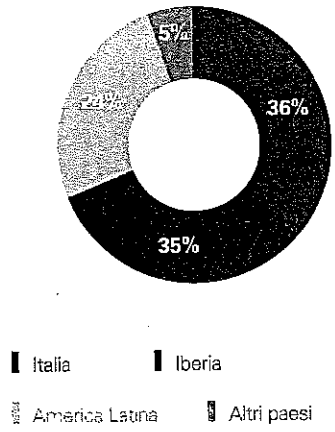
Energia elettrica netta prodotta per fonte (2016)



Rinnovabili Carbone Olio e turbogas
Nucleare Cicli combinati a gas

L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2016 registra un decremento di 22,2 TWh rispetto al valore registrato nel 2015 (-7,8%), dovuto alla minor quantità generate in Italia (-7,6 TWh) e all'estero (-14,6 TWh). In particolare, la riduzione dell'energia prodotta in Italia è principalmente imputabile al calo della domanda, alla minore idraulicità e alla maggiore indisponibilità di alcuni impianti termoelettrici per interventi manutentivi, mentre all'estero la riduzione risente del deconsolidamento a partire da fine luglio di Slovenské elektrárne (-8,6 TWh), delle condizioni di siccità rilevate in America Latina per effetto del fenomeno "El Niño", nonché delle maggiori quantità di energia importata in Spagna che ha penalizzato la produzione nella penisola iberica.
Per quanto riguarda il mix produttivo, la variazione è da addebitare principalmente alla minore produzione da carbone (-13,3 TWh), da fonte nucleare (-6,4 TWh) e da fonte idroelettrica (-5,9 TWh); tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla maggior generazione da fonte eolica (+2,1 TWh) e solare (+0,5 TWh).
Infine, si segnala che il 33% dell'energia netta prodotta da Enel nel 2016 è da fonte rinnovabile (31% nel 2015).

Energia elettrica venduta per area geografica (2016)



L'energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel è pari a 426,0 TWh, in calo di 1,4 TWh (-0,3%), risentendo sostanzialmente del calo della domanda in Italia, solo parzialmente controbilanciato dall'aumento delle quantità trasportate in Spagna e Romania.

L'**energia venduta da Enel** nel 2016 è pari a 263,0 TWh e registra rispetto all'esercizio precedente un aumento di 2,9 TWh (+1,1%) che trova giustificazione nelle maggiori quantità vendute sui mercati italiano (+6,1 TWh, particolarmente concentrato sul segmento di clienti business) e spagnolo (+0,6 TWh), solo parzialmente bilanciate dalle minori quantità vendute in Francia e Slovacchia (complessivamente per 3,5 TWh a seguito dell'uscita del Gruppo da tali mercati conseguente al deconsolidamento) e in America Latina (-0,3 TWh).

Al 31 dicembre 2016 i **dipendenti** sono pari a 62.080 unità (in riduzione di 5.834 unità rispetto alla fine del 2015). La riduzione dell'organico del Gruppo è l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-1.554 risorse) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a -4.280 unità), tra cui si segnala il deconsolidamento di Slovenské elektrárne, Enel France e Marcinelle Energie.

N.

	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated
Italia	29.321	30.374
Iberia	9.695	10.225
America Latina	12.979	12.802
Europa e Nord Africa [1]	5.858	10.367
Nord e Centro America	891	810
Africa Sub-Sahariana e Asia	185	120
Altro	3.151	3.216
Totale	**62.080**	**67.914**

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

Dati ambientali, sociali e di governance

	2016	2015	2016-2015	
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	45,6	45,5	0,1	0,2%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva ($g\ CO_2/kWh_{eq}$) [1]	395	409	(14)	-3,4%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) [2]	40,0	39,7	0,3	0,7%
Emissioni specifiche SO_2 (g/kWh) [1]	0,82	1,07	(0,2)	-23,4%
Emissioni specifiche No_x (g/kWh) [1]	0,75	0,78	(0,03)	-3,8%
Emissioni specifiche polveri (g/kWh) [1]	0,22	0,26	(0,04)	-15,4%
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	97,9	97,6	0,3	0,3%
Indice di frequenza infortuni Enel [3]	1,26	1,27	(0,01)	-0,8%
Indice di gravità infortuni Enel [4]	0,051	0,047	0,004	8,5%
Infortuni gravi e mortali Enel (n.)	6	7	(1)	-14,3%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici (n.)	12	33	(21)	-63,6%
Violazioni accertate del Codice Etico (n.) [5]	18	34	(16)	-47,1%

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

(2) Le percentuali sono state calcolate secondo la nuova metodologia che non considera il parco termoelettrico e gli impianti O&G italiani a eccezione di Mercure, poiché in fase di dismissione/marginali. Il contributo del parco termoelettrico O&G non è stato incluso nel Net Heat Value a causa del basso numero di ore di funzionamento e della produzione netta (meno dell'1% del flusso italiano con una capacità installata netta di circa 2,7 GW). La centrale del Mercure è stata inclusa, anche se classificata come unità O&G, per l'utilizzo della biomassa come combustibile principale ed è una base load unit. Non rientra nel calcolo la componente calore del parco cogenerativo russo. Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.

(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 2016 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2015, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2015 è stato riclassificato da 32 a 34. Le violazioni 2016 riguardano le segnalazioni ricevute e accertate nel corso dell'anno.

La generazione da fonti a emissioni zero è pari nel 2016 a circa il 46% della generazione totale. In linea con l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, è stata installata nuova capacità da fonti rinnovabili pari a circa 2 GW e si è registrata una riduzione di circa il 3% delle emissioni specifiche di CO_2.
La riduzione è dovuta al minor utilizzo nella generazione di energia termoelettrica degli impianti a carbone.
Il rendimento medio del parco termoelettrico è rimasto pressoché stabile rispetto al 2015.
Nel 2016 si è registrato un generale abbassamento del valore delle emissioni specifiche in atmosfera: quelle relative alla anidride solforosa sono diminuite di circa il 23%, le emissioni specifiche relative agli ossidi di azoto di circa il 4% e alle polveri di circa il 15% rispetto al 2015. Tali valori sono in linea con gli obiettivi fissati dal Gruppo al 2020.
Il Gruppo Enel ha, inoltre, un sistema di gestione ambientale che copre quasi il 100% delle attività (impianti di produzione, reti, servizi, immobili, vendita ecc). Tutto il perimetro risulta essere certificato salvo considerare i tempi necessari per l'inclusione di nuovi impianti e installazioni di nuova acquisizione e realizzazione.

Gli indici di frequenza e di gravità per infortuni dei dipendenti del Gruppo Enel si sono attestati rispettivamente a 1,26 (1,27 nel 2015) e circa 0,05, costante rispetto al 2015.
Nel 2016 si sono verificati 6 infortuni gravi che hanno interessato il personale Enel, nessuno mortale, e 12 infortuni gravi, dei quali 5 mortali, che hanno coinvolto il personale delle imprese appaltatrici (in totale 21 eventi in meno rispetto al 2015).
Le segnalazioni al Codice Etico sono state pari a 85 nel corso dell'ultimo anno. A valle delle analisi condotte nel 2016, 18 sono state classificate come violazioni.

935

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 dai prospetti previsti dai princípi contabili IFRS-EU adottati dal Gruppo e da Enel SpA e contenuti rispettivamente nel Bilancio consolidato e nel Bilancio di esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del Bilancio consolidato e del Bilancio di esercizio e che il management ritiene utili ai fini del monitoraggio dell'andamento del Gruppo e della Capogruppo, nonché rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.
In merito a tali indicatori, il 3 dicembre 2015 CONSOB ha emesso la Comunicazione n. 92543/15 che rende applicabili gli Orientamenti emanati il 5 ottobre 2015 dalla European Securities and Markets Authority (ESMA) circa la loro presentazione nelle informazioni regolamentate diffuse o nei prospetti pubblicati a partire dal 3 luglio 2016. Questi Orientamenti, che aggiornano la precedente raccomandazione CESR (CESR/05-178b), sono volti a promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi di performance inclusi nelle informazioni regolamentate o nei prospetti rientranti nell'ambito d'applicazione della direttiva 2003/71/CE, al fine di migliorarne la comparabilità, l'affidabilità e la comprensibilità.
Nel seguito sono forniti, in linea con le comunicazioni sopra citate, 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 impairment".

Margine operativo lordo ordinario: è calcolato depurando dal "margine operativo lordo" tutte le partite relative a operazioni straordinarie quali acquisizioni o cessioni di aziende (per esempio plusvalenze e minusvalenze), a eccezione di quelle realizzate nel settore di sviluppo delle energie rinnovabili secondo il nuovo modello di business, avviato nel quarto trimestre 2016, di "Build, Sell and Operate", nel quale i proventi derivanti dalla cessione dei progetti rappresentano il risultato di un'attività di natura ordinaria per il Gruppo.

Risultato operativo ordinario: è determinato eliminando dal "risultato operativo" gli effetti delle operazioni straordinarie commentate relativamente al margine operativo lordo, nonché gli impairment significativi rilevati sugli asset a esito degli impairment test o della classificazione tra le "attività possedute per la vendita".

Risultato netto del Gruppo ordinario: definito come il "risultato netto del Gruppo" riconducibile alla sola gestione caratteristica, è pari al "risultato netto del Gruppo" al netto degli effetti sullo stesso (al netto quindi degli eventuali effetti fiscali e sulle interessenze di terzi) delle partite precedentemente commentate nel "risultato operativo ordinario".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" a esclusione:
> delle "Attività per imposte anticipate";
> dei "Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)", degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico", e dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti";
> dei "Finanziamenti a lungo termine";
> del "Benefici ai dipendenti";
> dei "Fondi rischi e oneri (quota non corrente)";
> delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" a esclusione:
> della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine",

dei "Crediti per factoring", dei "Titoli detenuti fino alla scadenza", dei "Cash collateral"; degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
> delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> dei "Finanziamenti a breve termine" e delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine";
> dei "Fondi rischi e oneri (quota corrente)";
> degli "Altri debiti finanziari" inclusi nelle "Altre passività correnti".

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 rischi e oneri", 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" e dai "Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine" e tenendo conto dei "Debiti finanziari a breve" inclusi nelle "Altre passività correnti";
> al netto delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
> al netto della "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine", dei "Crediti per factoring", dei "Cash collateral"; degli "Altri crediti finanziari" inclusi nelle "Altre attività finanziarie correnti";
> al netto dei "Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)", dei "Titoli disponibili per la vendita" degli "Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico", dei "Crediti finanziari diversi" inclusi nelle "Altre attività finanziarie non correnti".

Più in generale, l'indebitamento finanziario netto del Gruppo Enel è determinato conformemente a quanto previsto nel paragrafo 127 delle raccomandazioni CESR/05-054b, attuative del Regolamento 809/2004/CE e in linea con le disposizioni CONSOB del 26 luglio 2007 per la definizione della posizione finanziaria netta, dedotti i crediti finanziari e i titoli non correnti.

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subíto alcune modifiche. Per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva Nota 5 del Bilancio consolidato.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Totale ricavi	70.592	75.658	(5.066)	-6,7%
Totale costi	55.183	60.529	(5.346)	-8,8%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(133)	168	(301)	-
Margine operativo lordo	**15.276**	**15.297**	**(21)**	**-0,1%**
Ammortamenti e impairment	6.355	7.612	(1.257)	-16,5%
Risultato operativo	**8.921**	**7.685**	**1.236**	**16,1%**
Proventi finanziari	4.173	4.018	155	3,9%
Oneri finanziari	7.160	6.474	686	10,6%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(2.987)**	**(2.456)**	**(531)**	**-21,6%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**(154)**	**52**	**(206)**	-
Risultato prima delle imposte	**5.780**	**5.281**	**499**	**9,4%**
Imposte	1.993	1.909	84	4,4%
Risultato delle continuing operations	**3.787**	**3.372**	**415**	**12%**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**3.787**	**3.372**	**415**	**12%**
Quota di interessenza del Gruppo	2.570	2.196	374	17%
Quota di interessenza di terzi	1.217	1.176	41	3%

Ricavi

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Vendita energia elettrica	42.337	46.638	(4.301)	-9,2%
Trasporto energia elettrica	9.587	9.911	(324)	-3,3%
Corrispettivi da gestori di rete	557	826	(269)	-32,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.462	1.152	310	26,9%
Vendita gas	3.876	4.045	(169)	-4,2%
Trasporto gas	563	509	54	10,6%
Plusvalenze da alienazione e negative goodwill su acquisizione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	399	313	86	27,5%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	99	80	19	23,8%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	65	52	13	25,0%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	11.647	12.132	(485)	-4,0%
Totale	**70.592**	**75.658**	**(5.066)**	**-6,7%**

Nel 2016 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 42.337 milioni di euro, con un decremento di 4.301 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-9,2%). Tale decremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.367 milioni di euro, prevalentemente connessa al calo dei ricavi sulle Borse nazionali dell'energia elettrica (1.143 milioni di euro), sostanzialmente a seguito di minori quantità vendute a prezzi medi decrescenti, alle minori vendite per contratti bilaterali (684 milioni di euro), nonché all'effetto del deconsolidamento, a partire da luglio 2016, di Slovenské elektrárne (577 milioni di euro);

> decremento dei ricavi da vendita di energia elettrica ai clienti finali per 893 milioni di euro, essenzialmente connesso al decremento delle vendite sui mercati maturi, italiano e spagnolo, prevalentemente a seguito del calo dei prezzi medi unitari. In particolare:

- i ricavi conseguiti sul mercato della "*Tarifa de Último*

Recurso" si decrementano di 472 milioni di euro rispetto al 2015;
- il deconsolidamento di Slovenské elektrárne genera un effetto negativo di 293 milioni di euro;
- i ricavi da vendita sul mercato libero si riducono di 136 milioni di euro, con un decremento sostanzialmente riferibile all'Italia;

> diminuzione dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 1.062 milioni di euro, conseguente all'effetto combinato della riduzione dei volumi intermediati e dei prezzi medi.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** nel 2016 ammontano a 9.587 milioni di euro, con un decremento di 324 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia dove gli effetti dei maggiori volumi sono più che compensati dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (AEEGSI) n. 654/2015 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023"). Inoltre, tale variazione risente anche dell'ulteriore effetto negativo derivante dall'iscrizione di maggiori ricavi di competenza nel 2015 derivanti dalla modifica del lag regolatorio normato con la delibera AEEGSI n. 654/2015.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel 2016, a 1.462 milioni di euro e si incrementano di 310 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, i maggiori contributi sono principalmente dovuti ai maggiori incentivi ricevuti come "feed-in premium" (ex certificati verdi) dalle società di generazione da fonte rinnovabile in Italia, a seguito della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012.

I ricavi per **vendita di gas** nel 2016 sono pari a 3.876 milioni di euro, con un decremento di 169 milioni di euro (-4,2%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente dei minori ricavi nell'Area Iberia, determinati, in particolare, dai prezzi medi unitari più bassi rispetto a quelli applicati nel 2015.

I ricavi per **trasporto di gas** nel 2016 sono pari a 563 milioni di euro, con un incremento di 54 milioni di euro (+10,6%) soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettoriate in Italia.

La voce relativa alle **plusvalenze e al negative goodwill** ammonta nel 2016 a 399 milioni di euro, con un incremento di 86 milioni di euro (+27,5%) rispetto al 2015. Il dato nel 2016 include infatti le seguenti principali operazioni:

> la plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%) per 173 milioni di euro;

> la plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel;

> la plusvalenza di 35 milioni di euro conseguita da Enel Green Power Kansas per la cessione delle proprie controllate Cimarron e Lindahl;

> il riconoscimento di un aggiustamento prezzo relativo alla cessione degli asset portoghesi ceduti nel 2015 per 30 milioni di euro.

Nel corso del 2015 il conto accoglieva principalmente:

> la plusvalenza pari a circa 141 milioni di euro derivante dalla vendita della società SE Hydropower;

> la plusvalenza di circa 15 milioni di euro a seguito della vendita della società SF Energy;

> il negative goodwill per 76 milioni di euro relativo all'acquisizione del controllo di 3Sun.

I **proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** nel 2016 ammontano a 99 milioni di euro (80 milioni di euro nel 2015). In particolare, i proventi relativi al 2016 si riferiscono per 95 milioni di euro all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della modifica dell'assetto di governance e la conseguente perdita del controllo di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP") che ha comportato una rimisurazione al fair value per la parte della propria interessenza nella società ceduta. I proventi relativi all'esercizio 2015 si riferivano 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 di 3Sun (40 milioni di euro) e di ENEOP (29 milioni di euro).

Le **plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali** nel 2016 sono pari a 65 milioni di euro (52 milioni di euro nel 2015) e sono prevalentemente riferibili alle dismissioni ordinarie del periodo.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2016 a 11.647 milioni di euro (12.132 milioni di euro nell'esercizio precedente), con un decremento di 485 milioni di euro rispetto al 2015 (-4,0%).
La variazione è dovuta principalmente:

> al riconoscimento nel 2015 di alcune partite regolatorie (per 354 milioni di euro) in Argentina introdotte con la *Resolución* n. 32/2015 in merito al riconoscimento dei ricavi in base a un quadro teorico e al Mecanismo de Monitoreo de Costos;

> ai minori proventi su certificati ambientali (tra contributi ricevuti e ricavi da vendita degli stessi) per 121 milioni di euro, a seguito del mutare della normativa di riferimento e delle quantità intermediate.

Costi

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Acquisto di energia elettrica	18.514	22.218	(3.704)	-16,7%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	4.738	5.570	(832)	-14,9%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	9.061	10.087	(1.026)	-10,2%
Materiali	1.708	1.078	630	58,4%
Costo del personale	4.637	5.313	(676)	-12,7%
Servizi e godimento beni di terzi	15.411	15.148	263	1,7%
Altri costi operativi	2.783	2.654	129	4,9%
Costi capitalizzati	(1.669)	(1.539)	(130)	-8,4%
Totale	**55.183**	**60.529**	**(5.346)**	**-8,8%**

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un decremento nel 2016 di 3.704 milioni di euro rispetto al 2015, con una riduzione del 16,7%. Tale decremento è da ascriversi alla riduzione dei prezzi medi di approvvigionamento associata anche a minori volumi acquistati, Nel dettaglio, nei due esercizi a confronto si sono registrati minori acquisti effettuati tramite contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri, in particolare in Italia e Spagna (-756 milioni di euro rispetto al 2015), minori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica (-416 milioni di euro) e minori acquisti di altre tipologie in prevalenza sul mercato nazionale per circa 2.353 milioni di euro, oltre alla riduzione di 313 milioni di euro legata al deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al 2016 sono pari a 4.738 milioni di euro, registrando un decremento di 832 milioni di euro (-14,9%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. Il decremento risente della riduzione dei prezzi medi unitari dei combustibili e della minore produzione di energia da fonte convenzionale rispetto al 2015.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 9.061 milioni di euro del 2016, con un decremento di 1.026 milioni di euro rispetto al 2015. La variazione riflette il calo dei prezzi medi delle commodity, il decremento degli acquisti di gas destinati ai consumatori finali nonché gli effetti benefici delle price review chiuse (333 milioni di euro); tali effetti sono stati solo in parte bilanciati da un aumento degli acquisti di gas legati alle attività di trading.

I costi per **materiali** ammontano nel 2016 a 1.708 milioni di euro, con un incremento di 630 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente ai maggiori approvvigionamenti di quote CO_2 e certificati ambientali in genere sul mercato, mentre nello scorso esercizio erano in misura ben più rilevante gli acquisti interni al Gruppo.

Il **costo del personale** è pari nel 2016 a 4.637 milioni di euro, con un decremento di 676 milioni di euro (-12,7%) rispetto al 2015. La variazione trova sostanzialmente riscontro:

> nei minori costi sostenuti per incentivi all'esodo per 1.373 milioni di euro, principalmente relativi agli accordi siglati nel 2015 per le uscite incentivate sottoscritti in Italia, in accordo con l'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 1.128 milioni di euro), parzialmente compensati dai maggiori costi (159 milioni di euro) per l'introduzione di meccanismi di esodo incentivato nei due esercizi in Spagna (*Plan de Salida*);

> nel rilascio effettuato, nel 2015 per 902 milioni di euro, del fondo sconto energia relativo agli ex dipendenti italiani in virtù della revoca unilaterale del beneficio effettuata;

> nella riduzione delle consistenze medie in Italia e Spagna, anche per effetto dei meccanismi di esodo incentivato introdotti negli esercizi precedenti e tuttora in fase di attuazione;

> nella diminuzione dei costi dovuti al deconsolidamento di Slovenské elektrárne (52 milioni di euro).

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016 è pari a 62.080 dipendenti, di cui 30.124 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del 2016 si decrementa di 5.834 unità, per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-1.554 unità), dovuto alle già citate politiche di incentivo all'esodo (le cessazioni sono localizzate per circa il 44% in Italia), e delle variazioni di perimetro (-4.280 unità) sostanzialmente riconducibili al deconsolidamento delle società slovacche.
La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2015 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2015	**67.914**
Assunzioni	3.360
Cessazioni	(4.914)
Variazioni di perimetro	(4.280)
Consistenza al 31 dicembre 2016	**62.080**

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del 2016 ammontano a 15.411 milioni di euro, con un incremento di 263 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015. L'andamento è sostanzialmente correlato ai maggiori vettoriamenti passivi (330 milioni di euro), solo in parte riassorbiti dai minori oneri di accesso alla rete.

Gli **altri costi operativi** nel 2016 ammontano a 2.783 milioni di euro, con un incremento di 129 milioni di euro rispetto al 2015 che risente essenzialmente di alcuni partite non ricorrenti particolarmente rilevanti, tra cui si segnalano:

> il rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro, effettuato nel 2015 a 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;

> l'accantonamento per 327 milioni di euro, effettuato nel 2015 a titolo di compensazione per la revoca unilaterale, agli ex dipendenti italiani, del beneficio dello sconto energia a partire dal 31 dicembre 2015, successivamente rilasciato nel 2016 per 56 milioni di euro a seguito delle mancate adesioni entro il termine ultimo del 31 dicembre 2016;

> le minusvalenze rilevate nel 2016 in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per diversi progetti di sviluppo, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socioeconomico. In particolare, si tratta dei progetti Puelo, Futaleufú, Bardón, Chillán 1 e 2, e Huechún in Cile (per 166 milioni di euro) e Curibamba e Marañon in Perù (per 30 milioni di euro);

> il rilascio effettuato nel 2016 per 28 milioni di euro relativamente agli obblighi per la realizzazione e lo sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos che erano stati accantonati nel 2015 per pari importo;

> il rilascio del fondo contenzioso precedentemente accantonato relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale chiuso nel 2016.

Al netto di tali partite, gli altri costi operativi evidenziano un calo di 98 milioni di euro, sostanzialmente da riferire:

> ai minori oneri per imposte e tasse per 211 milioni di euro, essenzialmente per:
- minori imposte sulla generazione in Spagna riferibili alla legge n. 15/2012 per 76 milioni di euro in correlazione al calo delle quantità prodotte;
- l'eliminazione per incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna per 89 milioni di euro;
- la riduzione di imposte di natura ambientale per minori imposte locali sugli immobili anche a seguito di alcune modifiche normative circa la tassazione degli impianti industriali in Italia (pari a circa 60 milioni di euro);

> ai maggiori oneri per compliance ambientali per complessivi 129 milioni di euro.

Nel 2016 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.669 milioni di euro, con un incremento di 130 milioni rispetto all'esercizio precedente, in corrispondenza dei maggiori investimenti effettuati.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono negativi per 133 milioni di euro nel 2016 (positivi per 168 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al 2016 sono riconducibili ai proventi netti da valutazione per 74 milioni di euro (oneri netti per 302 milioni di euro nel 2015) e agli oneri netti realizzati per 207 milioni di euro (proventi netti per 304 milioni di euro nel 2015).

Gli **ammortamenti e impairment** del 2016 sono pari a 6.355 milioni di euro, registrando un decremento di 1.257 milioni di euro, quasi interamente ascrivibile agli impairment. In particolare, nel 2015 gli impairment hanno principalmente riguardato le CGU Enel Russia (899 milioni di euro), Enel Green Power Romania (155 milioni di euro), gli

941

asset di esplorazione dell'upstream gas (per 159 milioni di euro) e Slovenské elektrárne (574 milioni di euro), quest'ultima per riallinearne il valore degli attivi netti al presumibile valore di realizzo. La stessa voce nel 2016 include invece l'adeguamento di valore di alcuni diritti d'acqua su progetti sui fiumi cileni Neltume e Choshuenco per i quali si intravedono difficoltà di tipo procedurale (273 milioni di euro), nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (130 milioni di euro) e Nuove Energie (92 milioni di euro).

Il **risultato operativo** del 2016 ammonta a 8.921 milioni di euro, con un incremento di 1.236 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** pari a 2.987 milioni di euro subiscono, nel 2016, un incremento di 531 milioni di euro, da riferire prevalentemente:

> a maggiori oneri netti su strumenti finanziari derivati (a copertura sia dei tassi sia dei cambi) per 1.871 milioni di euro;
> all'incremento degli altri oneri finanziari netti per 397 milioni di euro, da riferire prevalentemente:
  - all'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding (negativo per 220 milioni di euro) in virtù dell'aggiornamento della formula di prezzo inclusa negli accordi con EPH e del modificarsi di alcune variabili di scenario che hanno impattato negativamente su tale valore;
  - alle partite regolatorie positive rilevate in Argentina nel 2015 a seguito delle Risoluzioni n. 476/15 e 1208/15 per complessivi 86 milioni di euro;
> a maggiori oneri per interessi passivi da attualizzazione dei fondi rischi (tra cui quelli per esodi incentivati) e dei benefici ai dipendenti per 54 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'attualizzazione delle multe ENRE sulla qualità del servizio in Argentina per 61 milioni di euro.

Tali effetti sono solo parzialmente compensati da:

> maggiori proventi netti su cambi a seguito dell'oscillazione dei tassi di cambio per 1.684 milioni di euro;
> minori interessi netti sull'indebitamento per 110 milioni di euro, sostanzialmente a seguito del minor indebitamento finanziario lordo, associato a un calo dei tassi di interesse.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** del 2016 è negativa per 154 milioni di euro, mentre nel 2015 evidenziava un risultato positivo di 52 milioni di euro. La variazione, pari a 206 milioni di euro, è da riferire sostanzialmente all'adeguamento di valore rilevato sulla partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (219 milioni di euro) rilevato a seguito delle sopracitate modifiche intervenute in alcuni parametri di riferimento inclusi negli accordi con EPH.

Le **imposte** del 2016 ammontano a 1.993 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 34,5%, mentre le imposte del 2015 erano pari a 1.909 milioni di euro con un'incidenza del 36,1%. Il maggiore ammontare delle imposte del 2016 rispetto all'esercizio precedente, pari a 84 milioni di euro, oltreché risentire del maggior risultato *ante* imposte, risente essenzialmente:

> del maggior carico fiscale rilevato nel 2016 a seguito dell'adeguamento della fiscalità differita per 60 milioni di euro dovuto alla modifica delle aliquote di imposta sul reddito in Perù da un'aliquota discendente (27% per il biennio 2017-2018 e 26% a seguire) a una fissa pari al 29,5%;
> del rilevamento nel 2015 dell'adeguamento negativo delle attività nette per imposte anticipate per 197 milioni di euro per effetto della Legge di Stabilità che ha ridotto l'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;
> del diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquote fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016, le plusvalenze su Hydro Dolomiti Enel e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power Holding; nel 2015, la plusvalenza da cessione di SE Hydropower e la rimisurazione al fair value e il negative goodwill di 3Sun).

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	92.318	88.686	3.632	4,1%
- avviamento	13.556	13.824	(268)	-1,9%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.558	607	951	-
- altre attività/(passività) non correnti nette	(802)	1.092	(1.894)	-
Totale attività immobilizzate nette	**106.630**	**104.209**	**2.421**	**2,3%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	13.506	12.797	709	5,5%
- rimanenze	2.564	2.904	(340)	-11,7%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.592)	(4.114)	522	-12,7%
- altre attività/(passività) correnti nette	(5.201)	(5.518)	317	-5,7%
- debiti commerciali	(12.688)	(11.775)	(913)	-7,8%
Totale capitale circolante netto	**(5.411)**	**(5.706)**	**295**	**5,2%**
Capitale investito lordo	**101.219**	**98.503**	**2.716**	**2,8%**
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.585)	(2.284)	(301)	-13,2%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.517)	(8.413)	(104)	-1,2%
Totale fondi diversi	**(11.102)**	**(10.697)**	**(405)**	**-3,8%**
Attività nette possedute per la vendita	**11**	**1.490**	**(1.479)**	**-99,3%**
Capitale investito netto	**90.128**	**89.296**	**832**	**0,9%**
Patrimonio netto complessivo	**52.575**	**51.751**	**824**	**1,6%**
Indebitamento finanziario netto	**37.553**	**37.545**	**8**	**-**

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2016 a 92.318 milioni di euro e presentano complessivamente un incremento di 3.632 milioni di euro. Tale incremento è originato essenzialmente dagli investimenti del periodo (8.552 milioni di euro) e dall'effetto positivo delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera per 2.735 milioni di euro, queste ultime particolarmente significative relativamente al dollaro statunitense, al peso colombiano e al rublo russo. Tali effetti sono solo parzialmente compensati dagli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio per 5.359 milioni di euro e dalla variazione nel perimetro di consolidato (negativa per 2.268 milioni di euro). Quest'ultima si riferisce sostanzialmente alle cessioni effettuate nel mese di dicembre negli Stati Uniti a seguito degli accordi di joint venture con General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron e Lindahl).

L'*avviamento*, pari a 13.556 milioni di euro, presenta un decremento di 268 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione dell'esercizio è dovuta sostanzialmente alla riduzione del goodwill (per 237 milioni di euro) rilevato sulla CGU Romania a seguito della definizione del lodo arbitrale relativo alla put option sul 13,6% delle azioni di Enel Distribuție Muntenia ed Enel Energie Muntenia e del contestuale venir meno del tag along right esistente su un'ulteriore quota del 10%, nonché all'impairment rilevato sul goodwill di Nuove Energie per 26 milioni di euro.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.558 milioni di euro, in incremento di 951 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Tale incremento risente principalmente delle variazioni di perimetro relative alle quote residue, a valle delle rispettive cessioni, in OpEn Fiber (residua dopo la cessione del 50% a Cassa Depositi e Prestiti avvenuta a fine dicembre 2016), Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP", veicolo nella quale sono confluiti gli impianti operanti negli Stati Uniti per i quali è stato raggiunto un accordo di partnership con General Electric) e Slovak Power Holding (dove è confluita la partecipazione del 66% di Slovenské elektrárne e che poi è stata ceduta per il 50% a fine luglio 2016). Tali effetti sono parzialmente compensati dai dividendi pa-

gati, al netto delle quote rilevate a Conto economico per la quota di risultanza di pertinenza del Gruppo.

Il saldo negativo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 31 dicembre 2016 è pari a 802 milioni di euro, con un decremento di 1.894 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 (che evidenziava un valore con saldo positivo per 1.092 milioni di euro). Tale variazione è imputabile principalmente:

> al decremento, pari a 1.749 milioni di euro, delle attività nette relative a derivati di cash flow hedge (in particolare relative a coperture sul rischio cambio);

> al rimborso (per 229 milioni di euro comprensivo della quota capitale e interesse) del credito relativo alle annualità 2004-2010 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;

> all'aumento delle altre passività non correnti principalmente a seguito dell'aumento di alcune passività di natura regolatoria in Argentina e Brasile per complessivi 113 milioni di euro, nonché della riclassifica dal fondo incentivo all'esodo delle competenze da erogare ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 87 milioni di euro al netto dei pagamenti effettuati);

> all'incremento pari a 390 milioni di euro delle attività finanziarie da accordi per servizi in concessione, da correlare in parte alla variazione dei tassi di cambio, in parte agli investimenti riconosciuti nell'esercizio.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 5.411 milioni di euro al 31 dicembre 2016, con un decremento di 295 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

> incremento dei *crediti commerciali*, pari a 709 milioni di euro, principalmente concentrato in Italia per la modifica dei termini di pagamento applicati alle fatture per il servizio di trasporto dell'energia elettrica in seguito all'entrata in vigore a partire del 1° gennaio 2016 della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI n. 268/2015 (c.d. "Codice di Rete");

> decremento delle *rimanenze*, pari a 340 milioni di euro, quasi interamente attribuibile ai certificati ambientali;

> incremento dei *crediti netti verso operatori istituzionali di mercato*, pari a 522 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 relativi ai premi per la continuità del servizio;

> decremento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 317 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

- incremento dei crediti netti per imposte sul reddito per 243 milioni di euro, pur in presenza di imposte pagate nel corso dell'esercizio per 1.935 milioni di euro;
- incremento delle altre passività correnti nette per 1.186 milioni di euro, principalmente relative ai maggiori debiti per dividendi da erogare, pari a 1.070 milioni di euro. La variazione è prevalentemente giustificata dalla reintroduzione del pagamento di un acconto sul dividendo di Enel SpA pari a 0,09 euro per azione, in pagamento dal 25 gennaio 2017, per complessivi 915 milioni di euro, e dai maggiori debiti per penalità da riconoscere ai clienti. Tale effetto è parzialmente compensato dalla riduzione dei debiti per acquisto partecipazioni che risente della sopracitata definizione del lodo arbitrale relativo alla put option sul 13,6% delle azioni di Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia e del contestuale venir meno del tag along right esistente su un'ulteriore quota del 10% (per complessivi 377 milioni di euro);
- maggiori attività finanziarie correnti nette per 1.142 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'incremento del fair value attivo degli strumenti derivati, prevalentemente di copertura cash flow hedge su cambi e prezzi commodity;
- incremento degli altri debiti tributari netti diversi dalle imposte sul reddito per 122 milioni di euro, riferibili essenzialmente alle imposte erariali e addizionali sui consumi di energia elettrica e di gas metano;

> incremento dei *debiti commerciali*, pari a 913 milioni di euro, sostanzialmente relativo alla variazione dei tassi di cambio cui si associa, in Italia, l'effetto della dilazione riconosciuta per il versamento di alcune componenti tariffarie relative alla distribuzione di energia elettrica.

I **fondi diversi**, pari a 11.102 milioni di euro, registrano un incremento di 405 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre ai seguenti fattori:

> incremento dei benefici relativi al personale per 300 milioni di euro, principalmente per effetto della riduzione dei tassi di attualizzazione, nonché dell'andamento dei tassi di cambio;

> riduzione dei fondi rischi e oneri per 431 milioni di euro; tale variazione è prevalentemente imputabile agli utilizzi del fondo oneri per incentivi all'esodo (principalmente in Italia e Spagna) per 310 milioni di euro cui si associa il

rilascio del fondo accantonato al fondo contenzioso relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro;

> aumento della passività per imposte differite nette per 511 milioni di euro, relativa principalmente alle differenze cambio sulle passività fiscali differite nette riferite alle società aventi valuta diversa dall'euro e all'adeguamento della fiscalità differita in Perù a seguito della riforma fiscale effettuata che ha alzato le aliquote fiscali.

Le **attività nette possedute per la vendita**, pari a 11 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (1.490 milioni di euro al 31 dicembre 2015), includono partite minori mentre al 31 dicembre 2015 includevano principalmente le attività e passività di Slovenské elektrárne e Hydro Dolomiti Enel.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2016 è pari a 90.128 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.575 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.553 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2016, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,71 (0,73 al 31 dicembre 2015).

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 31.12.2016**	al 31.12.2015	2016-2015	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	7.446	6.863	583	8,5%
- obbligazioni	32.401	35.987	(3.586)	-10,0%
- debiti verso altri finanziatori	1.489	2.022	(533)	-26,4%
Indebitamento a lungo termine	*41.336*	*44.872*	*(3.536)*	*-7,9%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.621)	(2.335)	(286)	12,2%
Indebitamento netto a lungo temine	**38.715**	**42.537**	**(3.822)**	**-9,0%**
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	749	844	(95)	-11,3%
- altri finanziamenti a breve verso banche	909	180	729	-
Indebitamento bancario a breve termine	*1.658*	*1.024*	*634*	*61,9%*
Obbligazioni (quota a breve)	3.446	4.570	(1.124)	-24,6%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	189	319	(130)	-40,8%
Commercial paper	3.059	213	2.846	-
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.286	1.698	(412)	-24,3%
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	414	64	350	-
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*8.394*	*6.864*	*1.530*	*22,3%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(767)	(769)	2	0,3%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(128)	(147)	19	12,9%
Crediti finanziari - cash collateral	(1.082)	(1.020)	(62)	-6,1%
Altri crediti finanziari a breve termine	(911)	(304)	(607)	-
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(8.326)	(10.640)	2.314	21,7%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(11.214)*	*(12.880)*	*1.666*	*12,9%*
Indebitamento netto a breve termine	**(1.162)**	**(4.992)**	**3.830**	**76,7%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**37.553**	**37.545**	**8**	**-**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**-**	**841**	**(841)**	

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

965

L'indebitamento finanziario netto è pari a 37.553 milioni di euro al 31 dicembre 2016, con un incremento di 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.
In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un decremento di 3.822 milioni di euro, per l'effetto congiunto dell'incremento dei crediti finanziari a lungo termine per 286 milioni di euro e del decremento dell'indebitamento finanziario lordo per 3.536 milioni di euro.
Con riferimento a tale ultima voce si evidenzia che:

> i finanziamenti bancari, pari a 7.446 milioni di euro, registrano un incremento di 583 milioni di euro dovuto principalmente al tiraggio di finanziamenti bancari da parte delle società latino-americane e di Enel Russia, e di finanziamenti BEI da parte di alcune società italiane, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi;
> le obbligazioni, pari a 32.401 milioni di euro, presentano un decremento di 3.586 milioni di euro rispetto alla fine del 2015, dovuto principalmente:
  - al riacquisto da parte di Enel SpA di obbligazioni proprie per un importo complessivo di 750 milioni di euro, operazione effettuata nel più ampio contesto del programma di liability management avviato;
  - alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui un prestito obbligazionario emesso da Enel SpA a tasso fisso per un ammontare residuo di 909 milioni di euro in scadenza nel mese di giugno 2017, un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International pari a 637 milioni di euro in scadenza nel mese di luglio 2017, un prestito obbligazionario a tasso fisso in dollari statunitensi emesso da Enel Finance International per un controvalore pari a 1.423 milioni di euro in scadenza nel mese di settembre 2017 e prestiti obbligazionari locali emessi da società latino-americane per un controvalore di 378 milioni di euro;
  - all'offerta di scambio non vincolante promossa da Enel Finance International nel mese di maggio 2016 con la quale si è effettuato il riacquisto di obbligazioni per un ammontare complessivo di 1.074 milioni di euro e contestualmente l'emissione di un prestito obbligazionario senior a tasso fisso per un importo nominale di 1.257 milioni di euro, in scadenza nel mese di giugno 2026;
  - a nuove emissioni effettuate nel corso del 2016 da società latino-americane, tra le quali si segnala il prestito obbligazionario a tasso fisso in dollari statunitensi emesso da Enel Américas, per un controvalore al 31 dicembre 2016 di 569 milioni di euro, in scadenza nel mese di ottobre 2026;
  - a differenze di cambio positive intercorse durante l'esercizio per circa 307 milioni di euro riferite ai prestiti obbligazionari (incluse le quote correnti).

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 1.162 milioni di euro al 31 dicembre 2016, che quindi si riduce di 3.830 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, quale risultante dell'incremento dei debiti verso altri finanziatori a breve termine e dei debiti bancari a breve termine, rispettivamente per 1.530 milioni di euro e 634 milioni di euro, e del decremento delle disponibilità liquide e dei crediti finanziari a breve per 1.666 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 8.394 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper, in capo a Enel Finance International e International Endesa BV per complessivi 3.059 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 3.446 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 1.082 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 1.286 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 11.214 milioni di euro, con un decremento di 1.666 milioni di euro rispetto a fine 2015, dovuto principalmente al decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 2.314 milioni di euro, il cui effetto è parzialmente compensato dall'incremento degli altri crediti finanziari a breve termine per 607 milioni di euro e dall'incremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti over the counter su tassi, cambi e commodity per 62 milioni di euro.

Tra le principali operazioni effettuate nel 2016 si segnalano:

> la stipula, in data 15 luglio 2016, di una linea di credito di 500 milioni di euro con durata quadriennale, tra Enel SpA e UniCredit SpA, utilizzata al 31 dicembre 2016 per 50 milioni di euro;
> l'emissione, in data 25 ottobre 2016, da parte di Enel Américas di un prestito obbligazionario con durata decennale a tasso fisso in dollari statunitensi, per un controvalore al 31 dicembre 2016 di 588 milioni di euro;
> i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:
  - 1.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso variabile emesso da Enel SpA nel 2010, scaduto nel mese di febbraio 2016;

- 2.000 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2010, scaduto nel mese di febbraio 2016;
- 1.080 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel Finance International nel 2009, scaduto nel mese di settembre 2016.

Flussi finanziari

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]	**10.790**	**13.255**	**(2.465)**
Cash flow da attività operativa	9.847	9.572	275
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(8.087)	(6.421)	(1.666)
Cash flow da attività di finanziamento	(4.474)	(5.382)	908
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	250	(234)	484
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]	**8.326**	**10.790**	**(2.464)**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 1° gennaio 2016 (140 milioni di euro al 1° gennaio 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (27 milioni di euro al 1° gennaio 2015).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (10.639 milioni di euro al 31 dicembre 2015), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (1 milione di euro al 31 dicembre 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 31 dicembre 2015.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2016 è positivo per 9.847 milioni di euro, in crescita di 275 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente in conseguenza dell'ottimizzazione del capitale circolante netto che ha più che compensato i maggiori utilizzi dei fondi e le maggiori imposte pagate.

Il **cash flow da attività di investimento/disinvestimento** nell'esercizio 2016 ha assorbito liquidità per 8.087 milioni di euro, mentre nel 2015 ne aveva assorbita per 6.421 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 8.842 milioni di euro nel 2016, si incrementano di 1.080 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 382 milioni di euro nell'esercizio 2016 e si riferiscono principalmente agli aumenti di capitale effettuati in OpEn Fiber (già Enel OpEn Fiber) che hanno permesso di raggiungere una quota del 50% della società, nonché ad alcune operazioni minori (Eléctrica del Ebro ed Energía Limpia de Amistad).

Nel 2016 le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 1.032 milioni di euro e si riferiscono:

- alla cessione delle società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia, per 313 milioni di euro;
- alla cessione, a dicembre 2016, dei parchi eolici Cimarron e Lindahl a EGPNA Renewable Energy Partners (per 216 milioni di euro), veicolo nella quale sono confluiti (e confluiranno in futuro) gli impianti operanti negli Stati Uniti per i quali è stato raggiunto un accordo di partnership con General Electric;
- alla cessione di GNL Quintero, società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%, per 177 milioni di euro;
- alla vendita del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne, per 139 milioni di euro;
- alla cessione a maggio 2016 del 65% di Drift Sand Wind Project, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti, per un corrispettivo pari a 98 milioni di euro;
- alla vendita di Marcinelle Energie, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio, per un corrispettivo totale di 36 milioni di euro;
- nonché all'aggiustamento prezzo di alcune cessioni realizzate negli esercizi precedenti per 60 milioni di euro.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 4.474 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2015 ne aveva assorbita per 5.382 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2016 è sostanzialmente relativo alla ri-

duzione dell'indebitamento finanziario netto per 1.710 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.507 milioni di euro, di cui 1.627 milioni di euro erogati agli azionisti di Enel SpA. A tali effetti si aggiungono le maggiori uscite relative a operazioni su non controlling interest per 257 milioni di euro. In dettaglio, questi ultimi includono sostanzialmente:

- gli esborsi derivanti dalla fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas per 329 milioni di euro, di cui 141 milioni di euro relativi all'offerta pubblica di acquisto lanciata da Enersis Américas sul flottante di Endesa Américas e 188 milioni di euro a talune imposte dovute a seguito dell'operazione, prevalentemente versate a favore del fisco peruviano;
- l'incasso per la cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo di alcune società operanti nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti (Chisholm View Wind Project e Aurora Distributed Solar) per 132 milioni di euro.

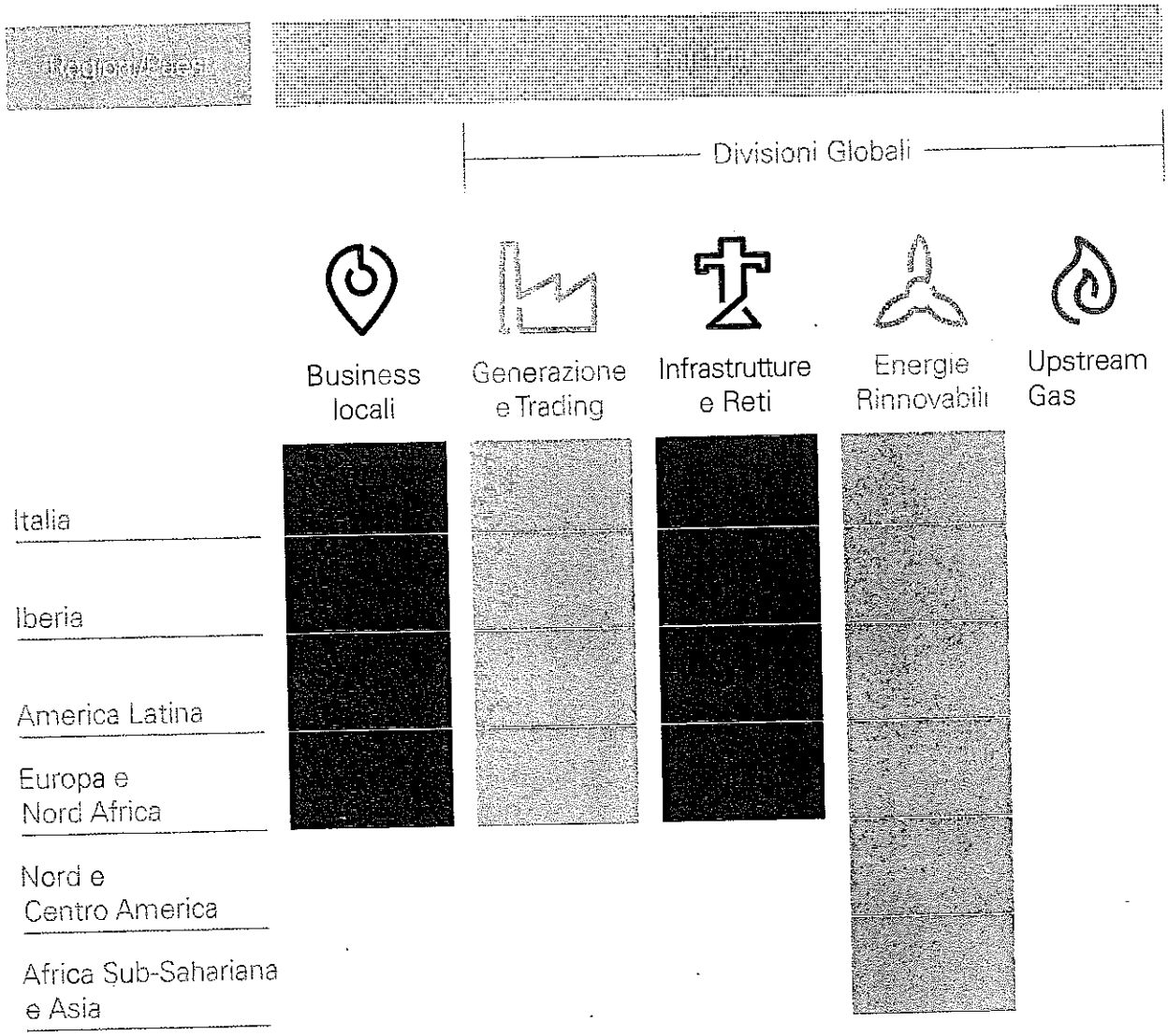
Nel 2016, pertanto, il cash flow generato dall'attività operativa per 9.847 milioni di euro ha solo in parte coperto il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 4.474 milioni di euro e da attività di investimento pari a 8.087 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2016 risultano pari a 8.326 milioni di euro a fronte di 10.790 milioni di euro di fine 2015. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 250 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.

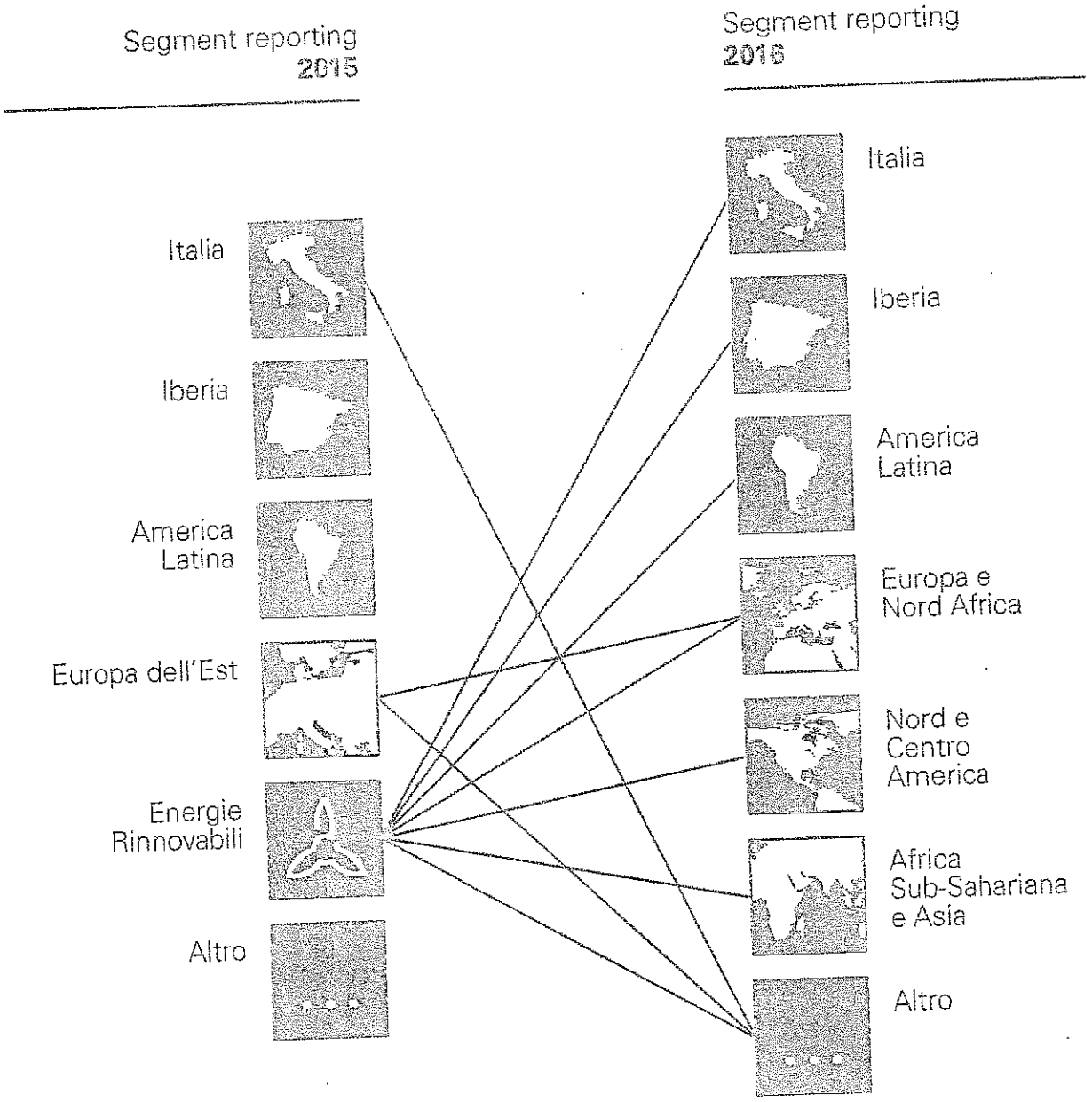
In particolare, tenendo conto di quanto stabilito dal principio contabile internazionale IFRS 8 in termini di "management approach", l'avvento della nuova organizzazione ha modificato la struttura del reporting e la rappresentazione e l'analisi dei risultati economici e finanziari del Gruppo a partire dal 30 settembre 2016. 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. 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 a 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.



Il nuovo modello organizzativo, che continua a essere basato su una struttura "a matrice" articolata in Divisioni prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle varie Divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. "Large Hydro") che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Retail, Servizi e Holding.

Il nuovo modello organizzativo ha comportato, quindi, per la Relazione finanziaria annuale 2016, una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 - Settori operativi", di cui alla successiva Nota 6, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente rideterminati, con riferimento al 2015, per assicurarne la piena confrontabilità.



950

Risultati per area di attività del 2016 e del 2015

Risultati 2016 [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	36.081	18.831	10.739	3.618	1.122	29	172	70.592
Ricavi intersettoriali	876	122	29	180	3	-	(1.210)	-
Totale ricavi	**36.957**	**18.953**	**10.768**	**3.798**	**1.125**	**29**	**(1.038)**	**70.592**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Margine operativo lordo	**6.679**	**3.562**	**3.556**	**762**	**833**	**14**	**(130)**	**15.276**
Ammortamenti e impairment	2.292	1.796	1.393	476	268	19	111	6.355
Risultato operativo	**4.387**	**1.766**	**2.163**	**286**	**565**	**(5)**	**(241)**	**8.921**
Investimenti	**1.883**	**1.147**	**3.069**	**265** [2]	**1.832**	**304**	**52** [3]	**8.552**

(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 del periodo.
(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2015 restated [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	39.252	20.021	10.818	4.645	879	18	25	75.658
Ricavi intersettoriali	1.475	463	10	345	3	-	(2.296)	-
Totale ricavi	**40.727**	**20.484**	**10.828**	**4.990**	**882**	**18**	**(2.271)**	**75.658**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	185	1	(4)	(17)	(2)	-	5	168
Margine operativo lordo	**6.916**	**3.353**	**3.306**	**1.451**	**575**	**7**	**(311)**	**15.297**
Ammortamenti e impairment	2.328	1.880	986	2.020	237	3	158	7.612
Risultato operativo	**4.588**	**1.473**	**2.320**	**(569)**	**338**	**4**	**(469)**	**7.685**
Investimenti	**1.843** [2]	**1.001**	**2.937**	**249** [3]	**720**	**311**	**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 riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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.

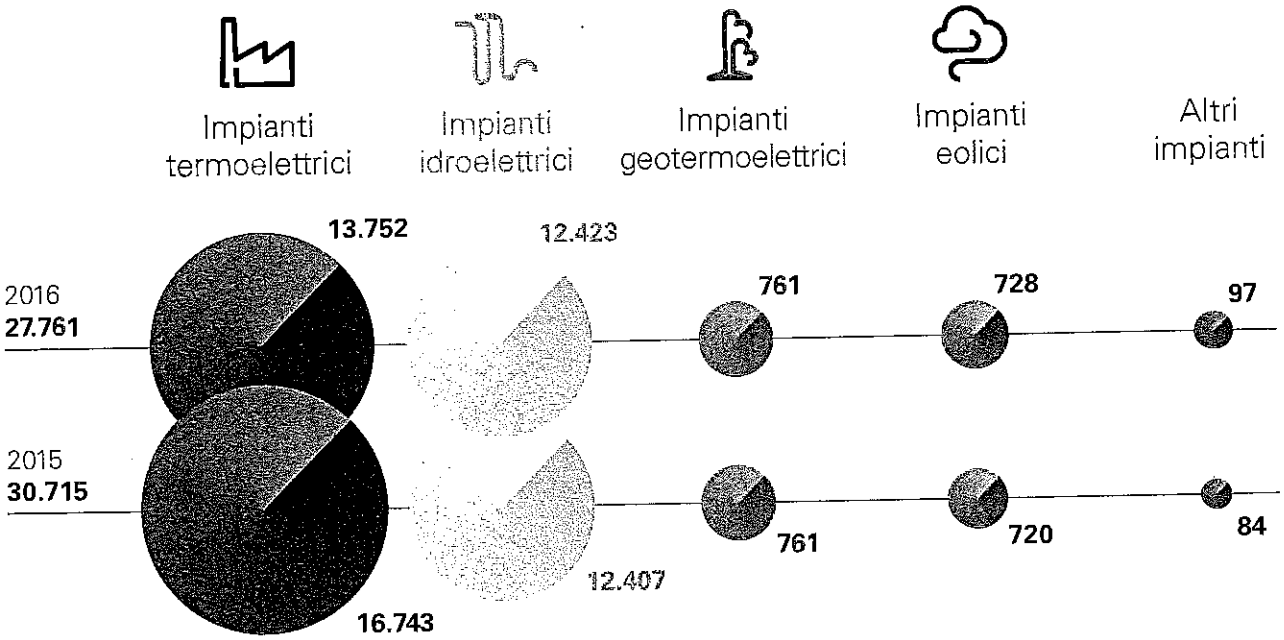
Milioni di euro	Business locali								
	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading		
	2016	2015 restated	2016-2015	**2016**	2015 restated	2016-2015	**2016**	2015 restated	2016-2015
Italia	**1.932**	**1.336**	**596**	**105**	**32**	**73**	**(18)**	**184**	**(202)**
Iberia	**677**	**557**	**120**	**(93)**	**(46)**	**(47)**	**812**	**780**	**32**
America Latina	**-**	**-**	**-**	**(118)**	**(75)**	**(43)**	**748**	**341**	**407**
Argentina	-	-	-	-	-	-	98	76	22
Brasile	-	-	-	(36)	(29)	(7)	73	56	17
Cile	-	-	-	(82)	(46)	(36)	400	53	347
Colombia	-	-	-	-	-	-	51	17	34
Perù	-	-	-	-	-	-	126	139	(13)
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Europa e Nord Africa	**25**	**12**	**13**	**1**	**3**	**(2)**	**373**	**1.040**	**(667)**
Romania	30	19	11	1	3	(2)	(1)	(1)	-
Russia	-	-	-	-	-	-	186	164	22
Slovacchia	-	-	-	-	-	-	191	871	(680)
Altri Paesi	(5)	(7)	2	-	-	-	(3)	6	(9)
Nord e Centro America	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Stati Uniti e Canada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Messico	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Panama	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri Paesi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Africa Sub-Sahariana e Asia	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	-	-	-	-	-	-	-	-	-
India	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altro	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**1**	**(2)**	**(54)**	**(42)**	**(12)**
Totale	**2.634**	**1.905**	**742**	**(106)**	**(85)**	**(66)**	**1.861**	**2.303**	**(702)**

Divisioni Globali

Infrastrutture e Reti			Rinnovabili			Altro			Totale		
2016	2015 restated	2016-2015	**2016**	2015 restated	2016-2015	**2016**	2015 restated	2016-2015	**2016**	2015 restated	2016-2015
3.620	**3.933**	**(313)**	**1.040**	**1.431**	**(391)**	**-**	**-**	**-**	**6.679**	**6.916**	**(237)**
1.815	**1.643**	**172**	**351**	**419**	**(68)**	**-**	**-**	**-**	**3.562**	**3.353**	**209**
1.429	**1.400**	**29**	**1.497**	**1.640**	**(143)**	**-**	**-**	**-**	**3.556**	**3.306**	**250**
155	165	(10)	23	38	(15)	-	-	-	276	279	(3)
433	372	61	199	137	62	-	-	-	669	536	133
252	266	(14)	634	762	(128)	-	-	-	1.204	1.035	169
398	406	(8)	531	547	(16)	-	-	-	980	970	10
191	191	-	102	154	(52)	-	-	-	419	484	(65)
-	-	-	8	2	6	-	-	-	8	2	6
225	**260**	**(35)**	**138**	**136**	**2**	**-**	**-**	**-**	**762**	**1.451**	**(689)**
225	260	(35)	84	83	1	-	-	-	339	364	(25)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	186	164	22
-	-	-	-	-	-	-	-	-	191	871	(680)
-	-	-	54	53	1	-	-	-	46	52	(6)
-	**-**	**-**	**833**	**575**	**258**	**-**	**-**	**-**	**833**	**575**	**258**
-	-	-	587	351	236	-	-	-	587	351	236
-	-	-	95	54	41	-	-	-	95	54	41
-	-	-	93	116	(23)	-	-	-	93	116	(23)
-	-	-	58	54	4	-	-	-	58	54	4
-	**-**	**-**	**14**	**7**	**7**	**-**	**-**	**-**	**14**	**7**	**7**
-	-	-	4	6	(2)	-	-	-	4	6	(2)
-	-	-	10	1	9	-	-	-	10	1	9
(13)	**6**	**(19)**	**(59)**	**(97)**	**38**	**(3)**	**(179)**	**176**	**(130)**	**(311)**	**181**
7.076	**7.242**	**(172)**	**3.814**	**4.111**	**(173)**	**(3)**	**(179)**	**176**	**15.276**	**15.297**	**(21)**

Italia

Potenza efficiente netta installata (MW)



Numero medio di clienti

2016	**26.776.635**	2015	**27.072.083**

Vendite di energia elettrica

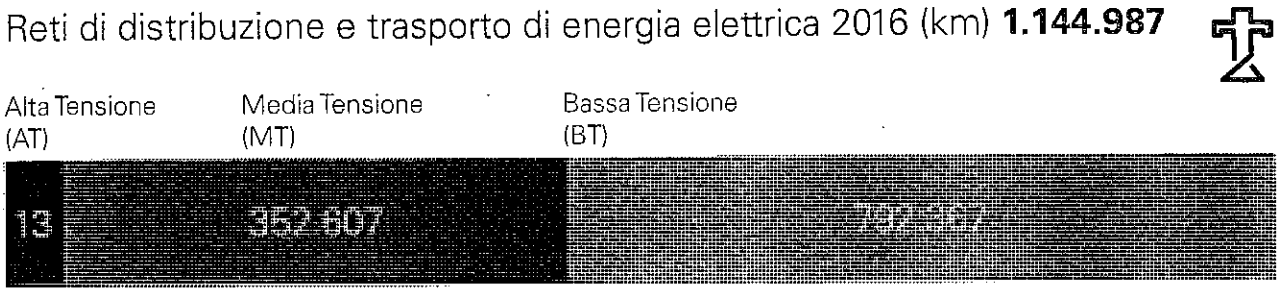
Mercato libero	2016	**6.732.570**		2015	**6.105.541**
	Mass market **6.608.388**			Mass market **6.012.183**	
	Business (*) **78.487**			Business (*) **52.625**	
	Regime di salvaguardia **45.695**			Regime di salvaguardia **40.733**	
Mercato regolato	Regime di maggior tutela	**20.044.065**		Regime di maggior tutela	**20.966.542**

Vendite di gas naturale

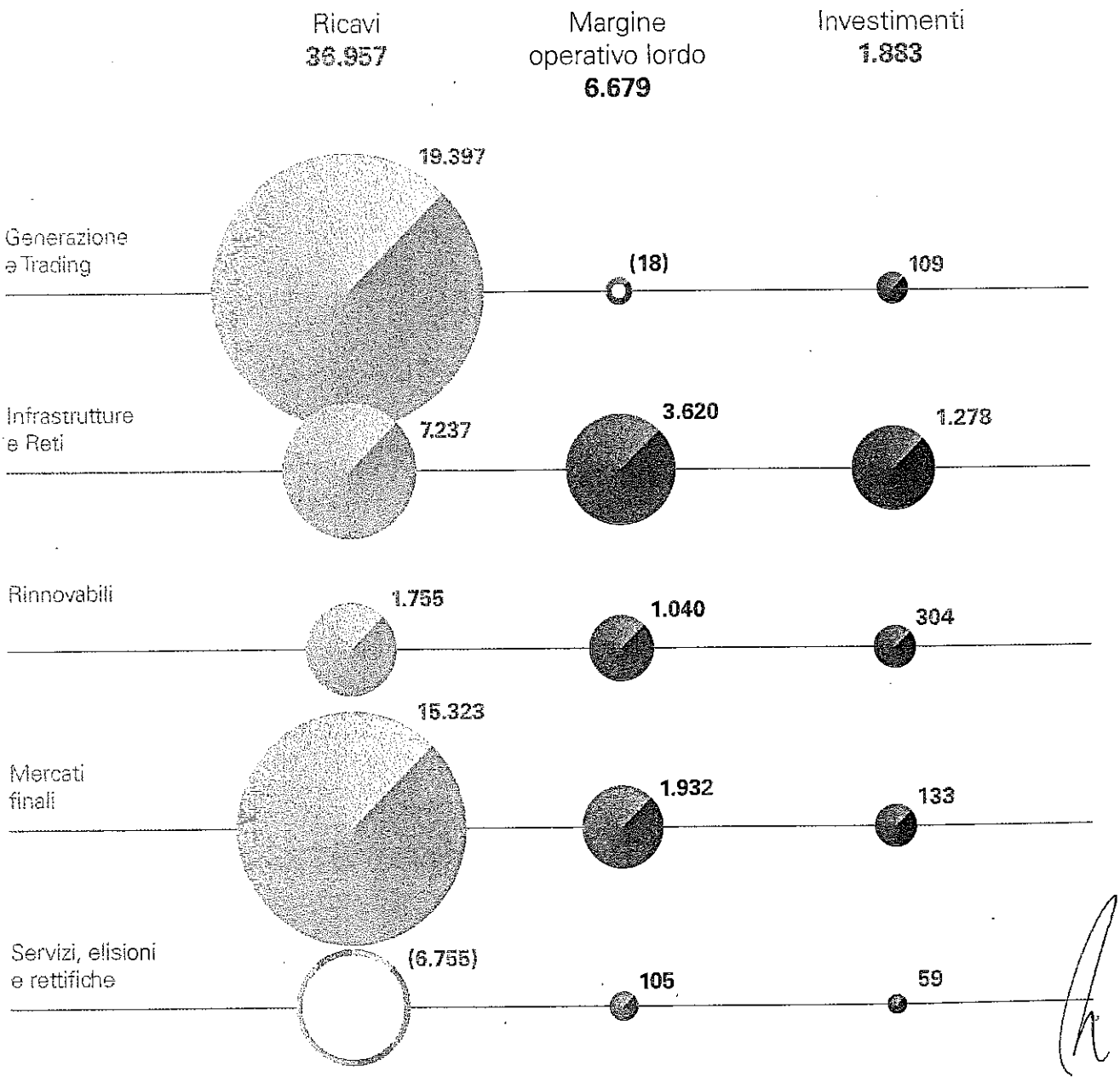
Mass market (**) e business **3.876.191**		Mass market (**) e business **3.711.422**	

(*) Forniture a clienti "large" ed energivori (consumi annui maggiori di 1 GWh).
(**) Include clienti residenziali e microbusiness.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica 2016 (km) **1.144.987**



Risultati economici 2016 (milioni di euro)



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2016	2015 restated	2016-2015	
Termoelettrica	37.609	43.495	(5.886)	-13,5%
Idroelettrica	16.052	17.913	(1.861)	-10,4%
Geotermoelettrica	5.832	5.809	23	0,4%
Eolica	1.298	1.118	180	16,1%
Altre fonti	122	184	(62)	-33,7%
Totale produzione netta	**60.913**	**68.519**	**(7.606)**	**-11,1%**

Nel 2016 la produzione netta di energia elettrica ammonta a 60.913 milioni di kWh, registrando un decremento dell'11,1% pari a 7.606 milioni di kWh rispetto al 2015. In particolare, il calo della domanda ha impattato negativamente sui volumi prodotti, tra cui si evidenzia la minore produzione idroelettrica (per 1.861 milioni di kWh), riferibile essenzialmente al peggioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente, e la riduzione della produzione da fonte termoelettrica (per 5.886 milioni di kWh), il cui minor utilizzo è in parte ascrivibile ad alcuni interventi di manutenzione, tra cui particolarmente rilevante quello relativo a Brindisi Sud.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2016		2015 restated		2016-2015	
Olio combustibile	88	0,2%	274	0,6%	(186)	-67,9%
Gas naturale	9.601	23,6%	8.126	17,3%	1.475	18,2%
Carbone	30.286	74,7%	38.177	81,3%	(7.891)	-20,7%
Altri combustibili	592	1,5%	391	0,8%	201	51,4%
Totale	**40.567**	**100,0%**	**46.968**	**100,0%**	**(6.401)**	**-13,6%**

La produzione termoelettrica lorda del 2016 si attesta a 40.567 milioni di kWh, registrando un decremento di 6.401 milioni di kWh (-13,6%) rispetto al 2015. Relativamente al mix dei combustibili utilizzati, il decremento è dovuto prevalentemente al minor utilizzo degli impianti a carbone, risultato particolarmente competitivo nel corso del 2015 e invece penalizzato nel 2016 dai sopracitati interventi di manutenzione. Si rileva invece un maggior funzionamento degli impianti a ciclo combinato situati nel continente che hanno potuto beneficiare delle condizioni di criticità del mercato francese dell'ultima parte dell'anno.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	2016-2015	
Impianti termoelettrici [1]	13.752	16.743	(2.991)	-17,9%
Impianti idroelettrici	12.423	12.407	16	0,1%
Impianti geotermoelettrici	761	761	-	-
Impianti eolici	728	720	8	1,1%
Altri impianti	97	84	13	15,5%
Totale	**27.761**	**30.715**	**(2.954)**	**-9,6%**

(1) Di cui 1.225 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (2.564 MW al 31 dicembre 2015).

La potenza efficiente netta nel 2016 si attesta a 27.761 MW e registra una riduzione di 2.954 MW rispetto all'esercizio precedente, a seguito della progressiva chiusura di parte del parco impianti termoelettrici per il quale in precedenza era stata richiesta, ai Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico, la disattivazione ai sensi della legge n. 290 del 27 ottobre 2003. In particolare, si segnala il decremento della potenza della filiera olio/gas determinata dai minori MW relativi agli impianti di Montalto di Castro (1.272 MW), Rossano Calabro (570 MW), Augusta (195 MW) e Portoscuso (264 MW) e quello della filiera cicli combinati/turbogas relativa agli impianti di La Spezia (664 MW) e Assemini (26 MW). Si ricorda che parte di questi impianti rientra nel perimetro del progetto Futur-e, il programma lanciato per dare nuova vita a 23 impianti termoelettrici non più produttivi, per un totale di 13 GW di capacità installata.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2016	2015 restated	2016-2015	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	13	13	-	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	352.607	351.493	1.114	0,3%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	792.367	788.709	3.658	0,5%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.144.987**	**1.140.215**	**4.772**	**0,4%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) [1]	**223.469**	**227.125**	**(3.657)**	**-1,6%**

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2016 registra un decremento di 3.657 milioni di kWh (-1,6%) passando da 227.125 milioni di kWh del 2015 a 223.469 milioni di kWh del 2016. Tale variazione è sostanzialmente in linea con la riduzione della domanda di energia elettrica in Italia.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2016	2015 restated	2016-2015	
Mercato libero:				
- clienti mass market	26.542	25.933	609	2,3%
- clienti business [1]	19.739	10.904	8.835	81,0%
- clienti in regime di salvaguardia	2.021	1.819	202	11,1%
Totale mercato libero	**48.302**	**38.656**	**9.646**	**25,0%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	45.837	49.369	(3.532)	-7,2%
TOTALE	**94.139**	**88.025**	**6.114**	**6,9%**

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

L'energia venduta nel 2016 è pari a 94.139 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 6.114 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 di clienti

	2016	2015 restated	2016-2015	
Mercato libero:				
- clienti mass market	6.608.388	6.012.183	596.205	9,9%
- clienti business [1]	78.487	52.625	25.862	49,1%
- clienti in regime di salvaguardia	45.695	40.733	4.962	12,2%
Totale mercato libero	**6.732.570**	**6.105.541**	**627.029**	**10,3%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	20.044.065	20.966.542	(922.477)	-4,4%
TOTALE	**26.776.635**	**27.072.083**	**(295.448)**	**-1,1%**

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

Vendite di gas naturale

Milioni di m^3

	2016	2015 restated	2016-2015	
Clienti mass market [1]	2.815	3.394	(579)	-17,1%
Clienti business	1.776	677	1.099	-
Totale	**4.591**	**4.071**	**520**	**12,8%**
Numero medio clienti	**3.876.191**	**3.711.422**	**164.769**	**4,4%**

(1) Include clienti residenziali e microbusiness.

Il gas venduto nel 2016 è pari a 4.591 milioni di metri cubi, con un incremento di 520 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente riferibile essenzialmente alle vendite a clienti business.

Risultati economici

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Ricavi	36.957	40.727	(3.770)	-9,3%
Margine operativo lordo	6.679	6.916	(237)	-3,4%
Risultato operativo	4.387	4.588	(201)	-4,4%
Investimenti	1.883	1.843 (1)	40	2,2%

(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 2016.

Ricavi

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	19.397	22.186	(2.789)	-12,6%
Infrastrutture e Reti	7.237	7.905	(668)	-8,5%
Rinnovabili	1.755	2.308	(553)	-24,0%
Mercati finali	15.323	15.138	185	1,2%
Servizi	1.207	1.191	16	1,3%
Elisioni e rettifiche	(7.962)	(8.001)	39	-0,5%
Totale	**36.957**	**40.727**	**(3.770)**	**-9,3%**

I **ricavi** del 2016 ammontano a 36.957 milioni di euro, registrando un decremento di 3.770 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2015 (-9,3%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

> minori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 2.789 milioni di euro (-12,6%) rispetto al 2015. Tale decremento è prevalentemente riconducibile:

- a minori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.074 milioni di euro, sostanzialmente relativi alle minori quantità generate. In particolare, la variazione è da riferire principalmente ai minori ricavi per vendita di energia tramite contratti bilaterali ad altri rivenditori nazionali (887 milioni di euro) e alla riduzione dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (372 milioni di euro), solo in parte compensati dalle maggiori attività sui mercati di dispacciamento (127 milioni di euro);
- a minori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 1.064 milioni di euro, correlati essenzialmente a una riduzione delle quantità intermediate (-30,2 TWh) di proprietary trading svolte sulle Borse europee dell'energia elettrica (in particolare in Francia e Germania) in un regime di prezzi decrescenti;
- a minori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO_2 e certificati verdi per complessivi 289 milioni di euro, a seguito dei minori volumi intermediati e della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012;
- a minori contributi ricevuti da operatori di mercato per 252 milioni di euro, principalmente a seguito della riduzione dei contributi relativi alla sicurezza del sistema elettrico italiano;
- al calo dei ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali e internazionali, pari a 113 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili alla minore attività di intermediazione (-0,7 Mtep);
- a minori proventi da operazioni straordinarie per 32 milioni di euro, dato che nel 2016 si rileva la plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel (124 milioni di euro), mentre i ricavi del 2015 includono i proventi relativi alle cessioni di SF Energy e SE Hydropower (156 milioni di euro);

> minori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 668 milioni di euro (-8,5%), riferibili sostanzialmente:

- a minori ricavi connessi alla modifica regolatoria connessa alla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ("AEEGSI") n. 654/2015 che nel 2015 ha eliminato il cosiddetto "lag regolatorio" (con un effetto complessivo pari a 418 milioni di euro);
- a minori ricavi tariffari per 331 milioni di euro riferibili princi-

palmente alla riduzione delle tariffe di trasmissione;
- a minori ricavi per 62 milioni di euro a seguito della modifica regolatoria connessa alla delibera AEEGSI n. 268/2015 che ha abolito il contributo per rischio di inesigibilità a favore delle imprese distributrici per la raccolta degli oneri di sistema e ha previsto un rafforzamento del sistema di garanzie richieste nell'ambito del contratto di trasporto;
- all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (ex Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico) per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 132 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati e della crescita del contributo unitario;

> minori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 553 milioni di euro (-24,0%), principalmente connessi alla riduzione dei ricavi da vendita di energia per effetto della minore produzione da fonte idroelettrica, nonché all'iscrizione nel 2015 del badwill e della rimisurazione al fair value relativa all'acquisizione di 3Sun (per complessivi 120 milioni di euro) e di un indennizzo previsto dagli accordi con STM (12 milioni di euro);

> maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 185 milioni di euro (+1,2%), connessi essenzialmente:
- a minori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 715 milioni di euro, a seguito del decremento delle quantità vendute (-3,5 TWh) e del numero dei clienti serviti;
- all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 813 milioni di euro, connesso alle maggiori quantità vendute (+10,2 TWh), solo parzialmente compensato dall'effetto prezzo;
- ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 90 milioni di euro, da riferire prevalentemente alla variazione positiva dei conguagli anni precedenti e all'incremento delle quantità vendute.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	(18)	184	(202)	-
Infrastrutture e Reti	3.620	3.933	(313)	-8,0%
Rinnovabili	1.040	1.431	(391)	-27,3%
Mercati finali	1.932	1.336	596	44,6%
Servizi	105	32	73	-
Totale	**6.679**	**6.916**	**(237)**	**-3,4%**

Il **margine operativo lordo** del 2016 si attesta a 6.679 milioni di euro, con un decremento di 237 milioni di euro rispetto al 2015 (-3,4%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

> al minor margine da **Generazione e Trading** per 202 milioni di euro. Se si esclude da tale variazione il diverso contributo nei due periodi delle plusvalenze da cessione citate nei ricavi il margine risulta essere in calo di 175 milioni di euro, sostanzialmente a seguito:
- della 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;
- degli accantonamenti relativi agli interventi di bonifica dei siti relativi agli impianti di generazione dismessi inclusi nel progetto Futur-e (180 milioni di euro);
- del riconoscimento di una termination fee relativamente ad alcuni approvvigionamenti di CO_2 (163 milioni di euro) e all'accantonamento a fondo oneri logistica relativo ad alcuni contratti di fornitura gas (31 milioni di euro);
- dell'incremento del margine di trading che risente dei benefici ottenuti dalla stipula degli accordi delle Price Review relative a taluni contratti di fornitura di gas (311 milioni di euro);
- dell'effetto netto, riconosciuto nel 2015 per 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, nonché del 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 313 milioni di euro (-8,0%) sostanzialmente riconducibile:
- al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 757 milioni di euro, connesso principalmente ai già citati effetti negativi sui ricavi per la modifica regolatoria AEEGSI n. 655/2014 e per la riduzione delle tariffe;
- ai minori accantonamenti al fondo rischi e oneri nei due esercizi a confronto per effetto della delibera dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM") che ha determinato la chiusura del procedimento avviato dall'AGCM medesima nel 2015 e al riconoscimento nel

2015 di un importo *una tantum* a favore degli ex dipendenti che beneficiavano dello sconto energia a seguito della revoca dello stesso (ex art. 4 della legge n. 92/2012);

> al minor margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 391 milioni di euro, da riferire prevalentemente agli stessi effetti già citati nei ricavi;

> all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 596 milioni di euro (+44,6%), prevalentemente riferibile a:

- un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 434 milioni di euro (di cui 277 milioni di euro relativi alla componente elettrica), dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity (energia elettrica e gas);
- un incremento del margine sul mercato regolato dell'energia per 155 milioni di euro da attribuire sostanzialmente alla riduzione dei costi di acquisto di energia elettrica, per effetto del minor numero di clienti serviti e del decremento dei prezzi.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	(354)	(93)	(261)	-
Infrastrutture e Reti	2.597	2.914	(317)	-10,9%
Rinnovabili	761	1.095	(334)	-30,5%
Mercati finali	1.333	690	643	93,2%
Servizi	50	(18)	68	-
Totale	**4.387**	**4.588**	**(201)**	**-4,4%**

Il **risultato operativo** si attesta a 4.387 milioni di euro e, scontando minori ammortamenti e perdite di valore per 36 milioni di euro, registra un decremento di 201 milioni di euro rispetto ai 4.588 milioni di euro registrati nel 2015.
In particolare, la riduzione degli adeguamenti netti del valore dei crediti commerciali, particolarmente sentita nella vendita di energia elettrica a clienti regolati, è parzialmente compensata dall'impairment rilevato nel 2016 sul goodwill e sugli asset di Nuove Energie per effetto della variazione di alcuni parametri di valutazione relativi al business midstream gas.

Investimenti

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	109	178 [1]	(69)	-38,8%
Infrastrutture e Reti	1.278	1.134	144	12,7%
Rinnovabili	304	341	(37)	-10,9%
Mercati finali	133	124	9	7,3%
Servizi	59	66	(7)	-10,6%
Totale	**1.883**	**1.843**	**40**	**2,2%**

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

Gli **investimenti** del 2016 ammontano a 1.883 milioni di euro, in aumento di 40 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 144 milioni di euro riferiti principalmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio;

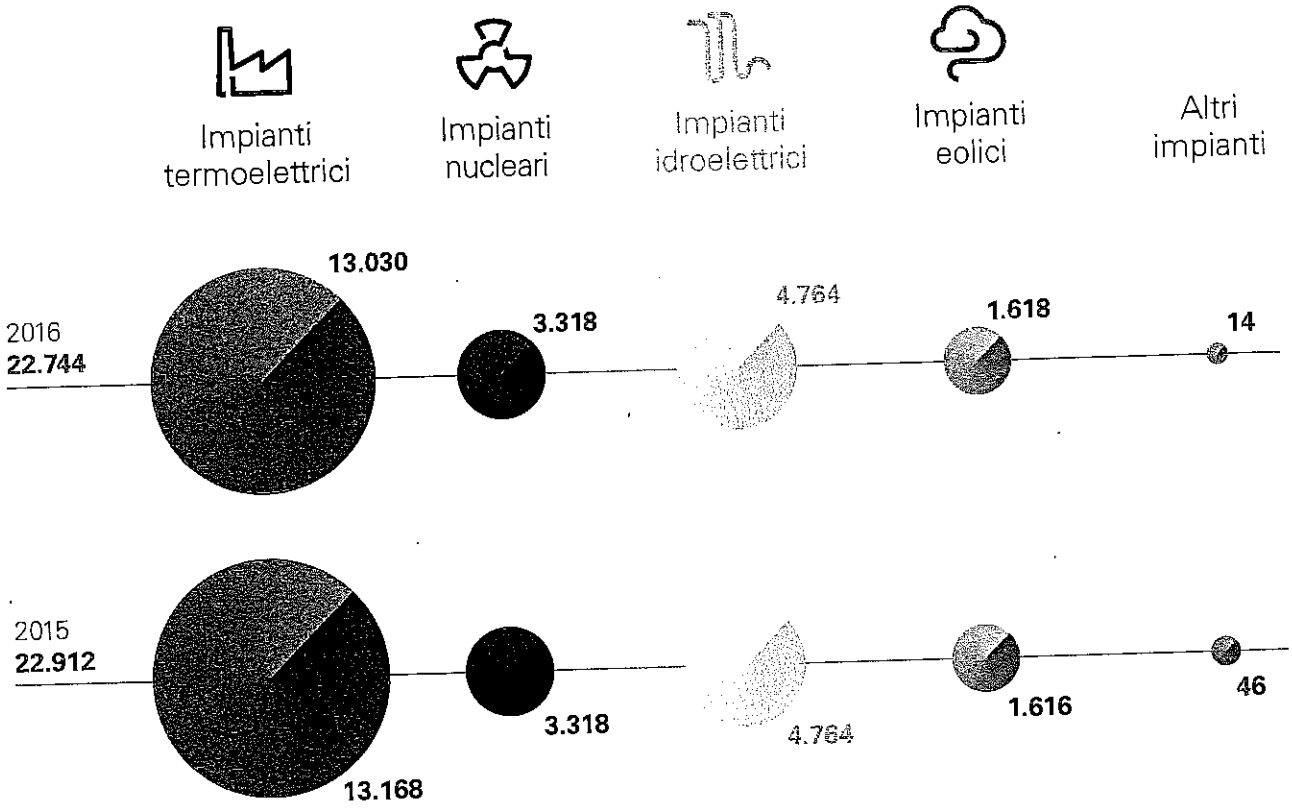
> maggiori investimenti dei **Mercati finali** per 9 milioni di euro;

> minori investimenti di **Generazione e Trading** per 69 milioni di euro;

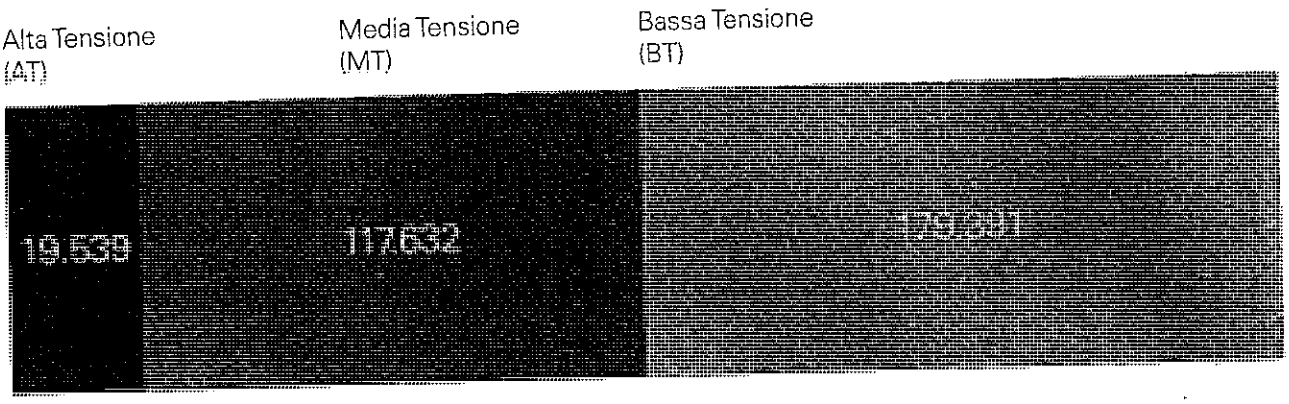
> minori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** per 37 milioni di euro riferiti principalmente agli impianti geotermici e a biomasse.

Iberia

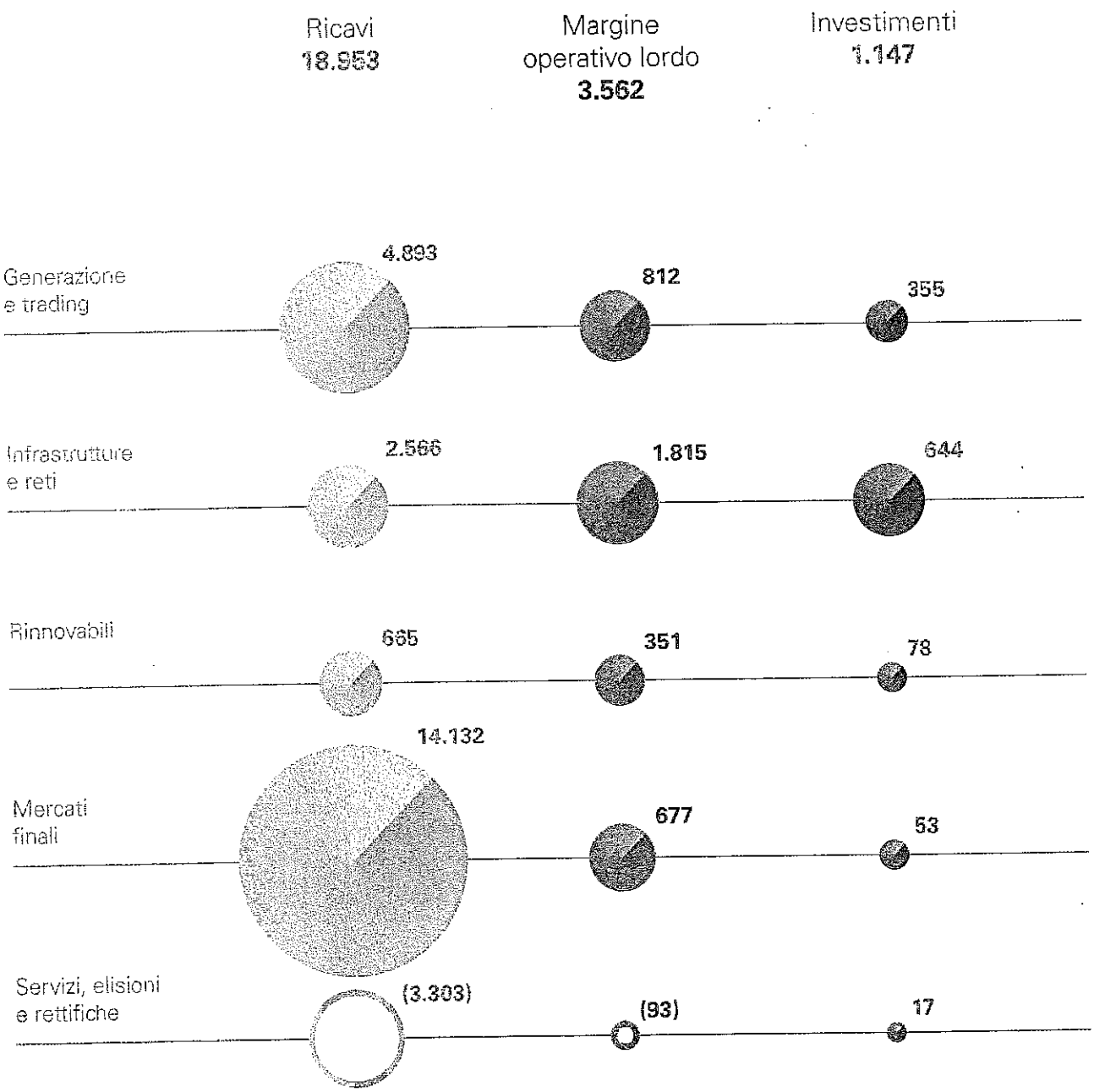
Potenza efficiente netta installata (MW)



Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica 2016 (km) **316.562**



Risultati economici 2016 (milioni di euro)



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2016	2015 restated	2016-2015	
Termoelettrica	35.525	40.129	(4.604)	-11,5%
Nucleare	25.921	25.756	165	0,6%
Idroelettrica	7.288	7.250	38	0,5%
Eolica	3.422	4.094	(672)	-16,4%
Altre fonti	167	215	(48)	-22,3%
Totale produzione netta	**72.323**	**77.444**	**(5.121)**	**-6,6%**

La produzione netta di energia elettrica in Iberia nel 2016 è pari a 72.323 milioni di kWh, con un decremento di 5.121 milioni di kWh rispetto al 2015. Tale decremento trova riscontro prevalentemente in una minore produzione termoelettrica in territorio spagnolo a seguito delle maggiori importazioni a prezzi più bassi dalla Francia, solo parzialmente compensata dalla maggiore produzione da fonte nucleare e idroelettrica, dovuta, quest'ultima, alle migliori condizioni di idraulicità del periodo. A tali fenomeni si aggiunge la riduzione della generazione da fonte eolica, che riflette anche la cessione degli asset portoghesi del consorzio ENEOP avvenuta a novembre 2015.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	2016		2015 restated		2016-2015	
Olio combustibile	6.254	9,7%	5.632	8,1%	622	11,0%
Gas naturale	5.008	7,8%	5.167	7,5%	(159)	-3,1%
Carbone	22.413	34,7%	27.441	39,7%	(5.028)	-18,3%
Combustibile nucleare	26.993	41,9%	26.806	38,8%	187	0,7%
Altri combustibili	3.810	5,9%	4.116	5,9%	(306)	-7,4%
Totale	**64.478**	**100,0%**	**69.162**	**100,0%**	**(4.684)**	**-6,8%**

La produzione termoelettrica lorda del 2016 è pari a 64.478 milioni di kWh e registra un decremento di 4.684 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Relativamente al mix di combustibili impiegati, si rileva il calo dell'utilizzo del carbone, penalizzato anche da alcune modifiche regolatorie intervenute.

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	2016-2015	
Impianti termoelettrici	13.030	13.168	(138)	-1,0%
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Impianti idroelettrici	4.764	4.764	-	-
Impianti eolici	1.618	1.616	2	0,1%
Altri impianti	14	46	(32)	-69,6%
Totale potenza efficiente netta	**22.744**	**22.912**	**(168)**	**-0,7%**

La potenza efficiente netta del 2016 è pari a 22.744 MW e registra un decremento di 168 MW rispetto all'esercizio precedente connesso prevalentemente alla dismissione dell'unità 2 dell'impianto di Compostilla.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2016	2015 restated	2016-2015	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	19.539	19.479	60	0,3%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	117.632	118.436	(804)	-0,7%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	179.391	179.760	(369)	-0,2%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**316.562**	**317.675**	**(1.113)**	**-0,4%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) [1]	**109.109**	**107.139**	**1.970**	**1,8%**

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2016 è pari a 109.109 milioni di kWh e registra un incremento di 1.970 milioni di kWh, sostanzialmente in linea con l'andamento della domanda.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	**2016**	2015 restated	2016-2015	
Energia venduta da Enel	93.490	92.899	591	0,6%

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2016 sono pari a 93.490 milioni di kWh, con un incremento di 591 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2015.

Risultati economici

Milioni di euro	**2016**	2015 restated	2016-2015	
Ricavi	18.953	20.484	(1.531)	-7,5%
Margine operativo lordo	3.562	3.353	209	6,2%
Risultato operativo	1.766	1.473	293	19,9%
Investimenti	1.147	1.001	146	14,6%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel 2016.

Ricavi

Milioni di euro	**2016**	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	4.893	5.800	(907)	-15,6%
Infrastrutture e Reti	2.566	2.667	(101)	-3,8%
Rinnovabili	665	808	(143)	-17,7%
Mercati finali	14.132	15.677	(1.545)	-9,9%
Servizi	252	251	1	0,4%
Elisioni e rettifiche	(3.555)	(4.719)	1.164	-24,7%
Totale	**18.953**	**20.484**	**(1.531)**	**-7,5%**

I **ricavi** del 2016 registrano un decremento di 1.531 milioni di euro, per effetto di:

> minori ricavi sui **Mercati finali** per 1.545 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del decremento dei prezzi medi di vendita;

> minori ricavi da **Generazione e Trading** per 907 milioni di euro, prevalentemente connessi:

- ai minori ricavi per vendita di energia elettrica da parte delle società di generazione per 659 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;
- al decremento dei ricavi da vendita e di misurazione al fair value di certificati ambientali per 200 milioni di euro, da riferire sostanzialmente ad alcune transazioni effettuate nel corso del 2015;

> un decremento di 143 milioni di euro dei ricavi da generazione da fonti Rinnovabili, principalmente per effetto dei minori volumi di energia prodotta che hanno risentito in maniera prevalente della variazione di perimetro intercorsa a seguito della cessione degli asset portoghesi avvenuta a fine 2015 e sulla quale era stata anche rilevata una rimisurazione al fair value derivante dalla scissione del consorzio ENEOP per 29 milioni di euro;

> un decremento di 101 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, principalmente per effetto dei minori contributi di connessione, pur in presenza di maggiori quantità trasportate.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	812	780	32	4,1%
Infrastrutture e Reti	1.815	1.643	172	10,5%
Rinnovabili	351	419	(68)	-16,2%
Mercati finali	677	557	120	21,5%
Servizi	(93)	(46)	(47)	-
Totale	**3.562**	**3.353**	**209**	**6,2%**

Il **margine operativo lordo** ammonta a 3.562 milioni di euro, con un incremento di 209 milioni di euro rispetto al 2015, a seguito di:

> un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 172 milioni di euro, che risente dei minori costi operativi (influenzati nel 2015 dall'introduzione di un piano di esodo anticipato per il personale) che hanno più che compensato la riduzione dei contributi di connessione;

> un miglioramento del margine operativo lordo sui **Mercati finali**, sostanzialmente per effetto dei minori costi di approvvigionamento sia della commodity energia sia della commodity gas che hanno più che compensato l'effetto del calo dei prezzi di vendita;

> un maggior margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 32 milioni di euro, prevalentemente connesso:

- al miglioramento del margine di generazione, sostanzialmente riferibile al decremento dei costi di approvvigionamento;
- agli effetti positivi (165 milioni di euro) di alcune variazioni regolatorie tra cui le minori imposte riferibili alla legge n. 15/2012 (a seguito del calo delle quantità prodotte) e la sancita incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare in Catalogna;
- alla minore marginalità sui certificati ambientali per 200 milioni di euro;

> un minor margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 68 milioni di euro, dove il calo dei ricavi, connesso alla sopracitata variazione di perimetro, è parzialmente compensato da alcuni efficientamenti operativi e dall'effetto combinato dell'accantonamento effettuato nel 2015 e del successivo rilascio effettuato nel 2016 (per 28 milioni di euro) relativamente agli obblighi per la realizzazione e lo sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos.

Risultato operativo

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	187	127	60	47,2%
Infrastrutture e Reti	1.044	868	176	20,3%
Rinnovabili	89	139	(50)	-36,0%
Mercati finali	537	399	138	34,6%
Servizi	(91)	(60)	(31)	-51,7%
Totale	**1.766**	**1.473**	**293**	**19,9%**

Il **risultato operativo** del 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.796 milioni di euro (1.880 milioni di euro nel 2015) è pari a 1.766 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2015, un incremento di 293 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti e perdite di valore trova sostanzialmente riscontro nei minori impairment rilevati su talune attività materiali e immateriali, nonché sui crediti commerciali nel 2016 rispetto al 2015.

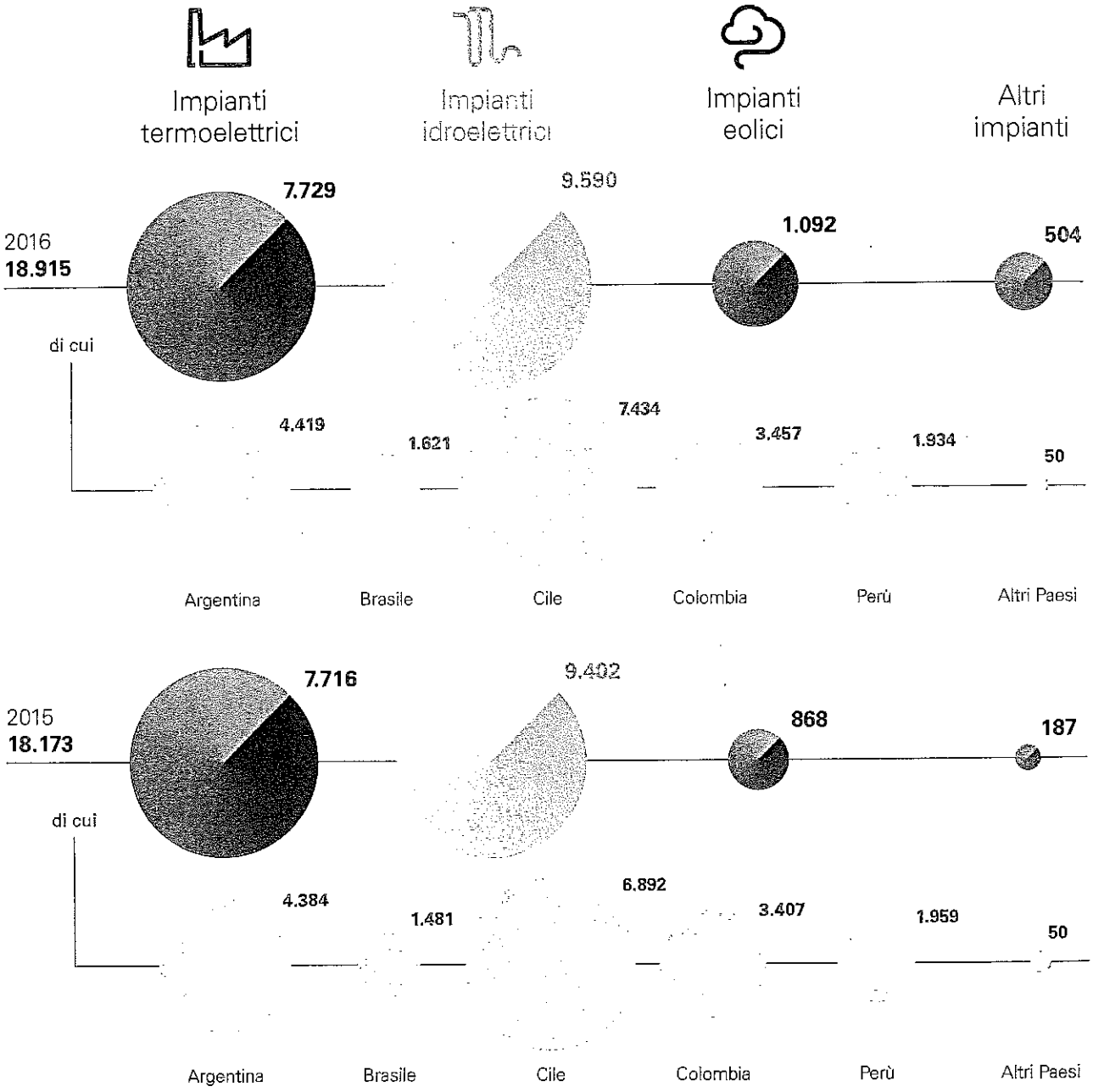
Investimenti

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Generazione e Trading	355	273	82	30,0%
Infrastrutture e Reti	644	615	29	4,7%
Rinnovabili	78	64	14	21,9%
Mercati finali	53	49	4	8,2%
Servizi	17	-	17	-
Totale	**1.147**	**1.001**	**146**	**14,6%**

Gli **investimenti** ammontano a 1.147 milioni di euro, con un incremento di 146 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2016 si riferiscono soprattutto agli impianti di generazione per 355 milioni di euro, nonché a interventi sulla rete di distribuzione (237 milioni di euro). Tali ultime attività sono principalmente connesse al miglioramento della qualità del servizio.

America Latina

Potenza efficiente netta installata (MW)

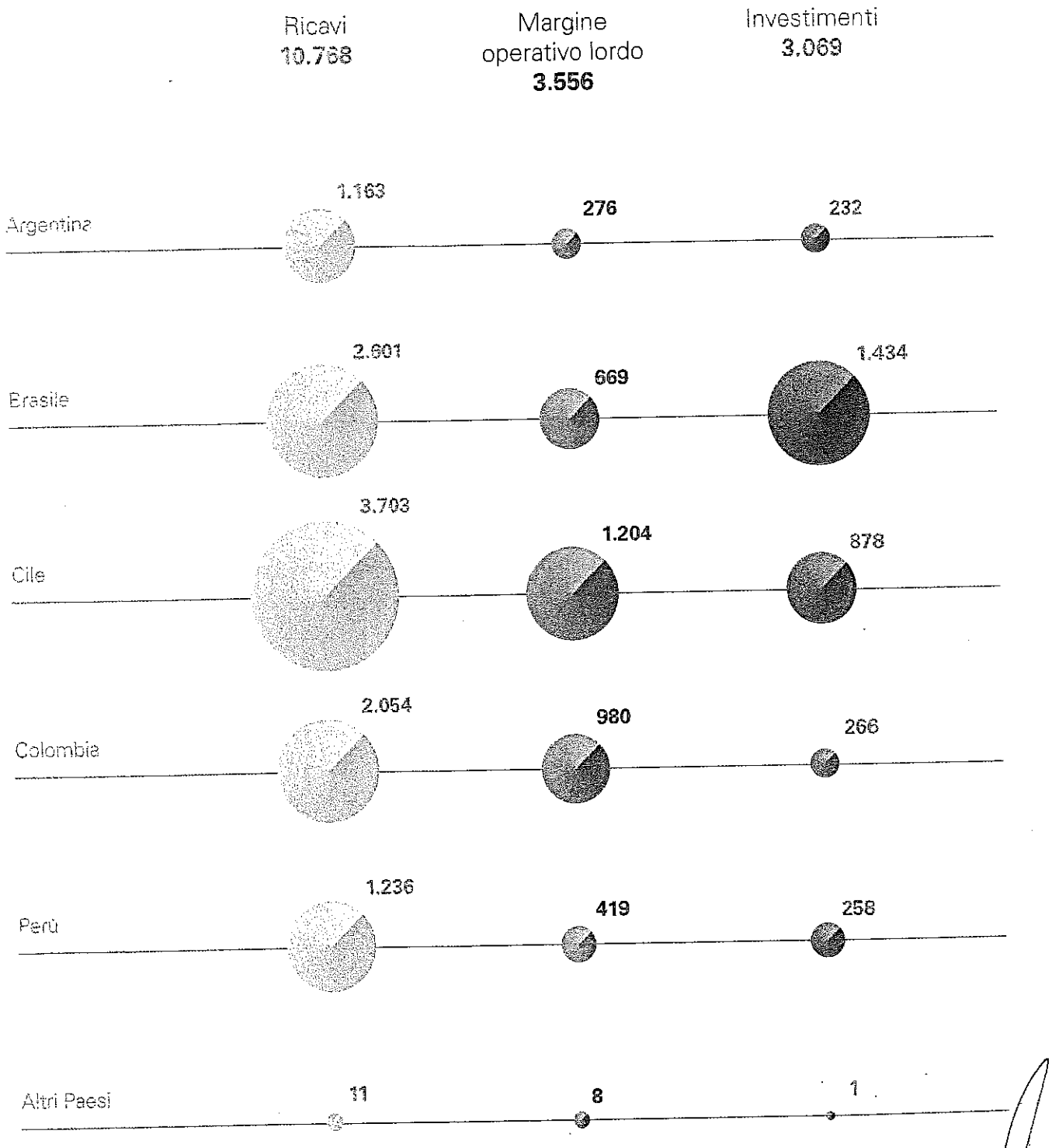


Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica 2016 (km) **322.146**



968

Risultati economici 2016 (milioni di euro)



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2016	2015 restated	2016-2015	
Termoelettrica	26.268	26.252	16	0,1%
Idroelettrica	32.619	34.909	(2.290)	-6,6%
Eolica	2.451	1.842	609	33,1%
Altre fonti	827	268	559	-
Totale produzione netta	**62.165**	**63.271**	**(1.106)**	**-1,7%**
- di cui Argentina	*13.124*	*15.204*	*(2.080)*	*-13,7%*
- di cui Brasile	*5.474*	*5.690*	*(216)*	*-3,8%*
- di cui Cile	*19.728*	*19.822*	*(94)*	*-0,5%*
- di cui Colombia	*14.952*	*13.705*	*1.247*	*9,1%*
- di cui Perù	*8.698*	*8.801*	*(103)*	*-1,2%*
- di cui altri Paesi	*189*	*49*	*140*	-

La produzione netta effettuata nel 2016 è pari a 62.165 milioni di kWh, con un decremento di 1.106 milioni di kWh rispetto al 2015. Tale decremento, significativo in Argentina e principalmente relativo alla produzione da impianti a ciclo combinato, risulta parzialmente compensato dalla maggior produzione in Colombia, che ha beneficiato significativamente dell'entrata in esercizio dell'impianto idroelettrico di El Quimbo avvenuta nella seconda metà del 2015. Con riferimento al mix tecnologico, si rileva il forte decremento della generazione da fonte idroelettrica, principalmente conseguente all'ondata di forte siccità causata dal fenomeno di "El Niño", parzialmente compensato dalla maggior produzione da altre fonti rinnovabili che ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, in particolare in Cile e Brasile.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	2016		2015 restated		2016-2015	
Olio combustibile	1.723	6,3%	1.643	6,0%	80	4,9%
Gas naturale	18.933	69,5%	20.367	74,1%	(1.434)	-7,0%
Carbone	3.970	14,6%	3.156	11,5%	814	25,8%
Altri combustibili	2.628	9,6%	2.308	8,4%	320	13,9%
Totale	**27.254**	**100,0%**	**27.474**	**100,0%**	**(220)**	**-0,8%**

La produzione termoelettrica lorda del 2016 è pari a 27.254 milioni di kWh e registra un decremento di 220 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Tale fenomeno è sostanzialmente connesso al minor impiego del gas naturale che ha più che compensato l'incremento delle altre tipologie di combustibili.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	2016-2015	
Impianti termoelettrici	7.729	7.716	13	0,2%
Impianti idroelettrici	9.590	9.402	188	2,0%
Impianti eolici	1.092	868	224	25,8%
Altri impianti	504	187	317	-
Totale potenza efficiente netta	**18.915**	**18.173**	**742**	**4,1%**
- di cui Argentina	*4.419*	*4.384*	*35*	*0,8%*
- di cui Brasile	*1.621*	*1.481*	*140*	*9,5%*
- di cui Cile	*7.434*	*6.892*	*542*	*7,9%*
- di cui Colombia	*3.457*	*3.407*	*50*	*1,5%*
- di cui Perù	*1.934*	*1.959*	*(25)*	*-1,3%*
- di cui altri Paesi	*50*	*50*	-	-

La potenza efficiente netta del 2016 è pari a 18.915 MW e registra un incremento di 742 MW rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente per effetto della maggiore capacità installata in Brasile e Cile, da riferire per quest'ultimo agli impianti a energia solare.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2016	2015 restated	2016-2015	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	12.339	12.173	166	1,4%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	159.961	157.077	2.884	1,8%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	149.846	147.246	2.600	1,8%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**322.146**	**316.496**	**5.650**	**1,8%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) [1]	**78.525**	**78.530**	**(5)**	-
- di cui Argentina	*18.493*	*18.492*	*1*	-
- di cui Brasile	*22.809*	*22.776*	*33*	*0,1%*
- di cui Cile	*15.809*	*15.657*	*152*	*1,0%*
- di cui Colombia	*13.632*	*13.946*	*(314)*	*-2,3%*
- di cui Perù	*7.782*	*7.659*	*123*	*1,6%*

(1) Il dato del 2015 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2016 è pari a 78.525 milioni di kWh e registra un decremento pari a 5 milioni di kWh rispetto al 2015.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2016	2015 restated	2016-2015	
Mercato libero	**6.124**	**6.062**	**62**	**1,0%**
Mercato regolato	**56.966**	**57.370**	**(404)**	**-0,7%**
Totale	**63.090**	**63.432**	**(342)**	**-0,5%**
- di cui Argentina	*15.654*	*15.450*	*204*	*1,3%*
- di cui Brasile	*19.128*	*19.506*	*(378)*	*-1,9%*
- di cui Cile	*13.067*	*13.203*	*(136)*	*-1,0%*
- di cui Colombia	*8.505*	*8.463*	*42*	*0,5%*
- di cui Perù	*6.736*	*6.810*	*(74)*	*-1,1%*

L'energia venduta nel 2016 ammonta a 63.090 milioni di kWh e registra un decremento di 342 milioni di kWh rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. La variazione è principalmente riferibile alle minori vendite in Brasile e Cile.

Risultati economici

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Ricavi	10.768	10.828	(60)	-0,6%
Margine operativo lordo	3.556	3.306	250	7,6%
Risultato operativo	2.163	2.320	(157)	-6,8%
Investimenti	3.069	2.937	132	4,5%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel 2016.

Ricavi

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Argentina	1.163	1.127	36	3,2%
Brasile	2.601	2.868	(267)	-9,3%
Cile	3.703	3.429	274	8,0%
Colombia	2.054	2.157	(103)	-4,8%
Perù	1.236	1.243	(7)	-0,6%
Altri Paesi	11	4	7	-
Totale	**10.768**	**10.828**	**(60)**	**-0,6%**

I **ricavi** del 2016 registrano un decremento di 60 milioni di euro; tale variazione è principalmente riconducibile a:

> un incremento dei ricavi in Cile per 274 milioni di euro, sostanzialmente per effetto:
- della plusvalenza derivante dalla cessione della quota del 20% di GNL Quintero (171 milioni di euro);
- dell'aumento delle tariffe di distribuzione e vendita, nonché delle maggiori quantità trasportate;
- dell'andamento sfavorevole del tasso di cambio tra peso cileno ed euro (100 milioni di euro);

> maggiori ricavi in Argentina per 36 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli effetti della riforma tariffaria introdotta dal Governo argentino mediante la *Resolución* ENRE n. 1/2016 che ha comportato un significativo incremento delle tariffe di vendita; tale effetto è in buona parte compensato da quanto rilevato nel 2015 a titolo di contributo per i mancati incrementi tariffari a seguito della *Resolución* n. 32/2015 (236 milioni di euro), nonché dall'effetto cambi fortemente negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (690 milioni d euro);
> un calo dei ricavi in Brasile per 267 milioni di euro, per effetto del deprezzamento della moneta locale rispetto all'euro (per 108 milioni di euro) e a seguito delle modifiche regolatorie afferenti alla rilevazione delle partite di attivo e passivo settoriale (*Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A"* - CVA). Tali effetti sono stati in parte compensati dai maggiori prezzi medi a seguito delle revisioni tariffarie effettuate nel dicembre 2015 e nel marzo 2016;
> minori ricavi in Colombia per 103 milioni di euro, prevalentemente per effetto della variazione del tasso di cambio con il peso colombiano (221 milioni di euro), solo parzialmente compensato dall'aumento delle quantità generate e vendute;
> un decremento dei ricavi in Perù per 7 milioni di euro, principalmente per effetto dell'andamento negativo del tasso di cambio, che ha più che compensato le maggiori quantità trasportate e l'aumento dei prezzi unitari di vendita.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Argentina	276	279	(3)	-1,1%
Brasile	669	536	133	24,8%
Cile	1.204	1.035	169	16,3%
Colombia	980	970	10	1,0%
Perù	419	484	(65)	-13,4%
Altri Paesi	8	2	6	-
Totale	**3.556**	**3.306**	**250**	**7,6%**

Il **margine operativo lordo** ammonta a 3.556 milioni di euro, con un incremento di 250 milioni di euro (+7,6%) rispetto al 2015 a seguito di:

> un maggior margine operativo lordo in Cile per 169 milioni di euro che risente della predetta plusvalenza e della migliore marginalità sulle vendite e i cui effetti sono parzialmente mitigati dalla rilevazione delle minusvalenze relative all'abbandono di cinque progetti idroelettrici nel Paese (tra cui Puelo e Futaleufú) per un valore complessivo di 166 milioni di euro;
> un aumento del margine in Brasile per 133 milioni di euro, grazie soprattutto alle modifiche regolatorie intercorse che hanno più che compensato l'effetto cambi (negativo per 28 milioni di euro);
> un incremento del margine in Colombia per 10 milioni di euro, dove l'effetto positivo delle maggiori quantità generate e vendute è stato quasi interamente assorbito dall'effetto cambi (negativo per 106 milioni di euro);
> un decremento del margine operativo lordo in Argentina per 3 milioni di euro, per effetto principalmente del diverso meccanismo regolatorio che ha caratterizzato i due periodi a confronto, in gran parte compensato dall'avverso andamento dei cambi (pari a 164 milioni di euro);
> una diminuzione del margine operativo lordo in Perù per 65 milioni di euro, principalmente connesso alla minusvalenza di 30 milioni di euro per l'abbandono dei progetti idroelettrici di Curibamba e Marañon e agli accantonamenti effettuati, per 37 milioni di euro, per non aver rispettato i termini del contratto di fornitura di energia a Electroperu.

973

Risultato operativo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Argentina	208	210	(2)	-1,0%
Brasile	250	170	80	47,1%
Cile	610	778	(168)	-21,6%
Colombia	801	813	(12)	-1,5%
Perù	290	347	(57)	-16,4%
Altri Paesi	4	2	2	-
Totale	**2.163**	**2.320**	**(157)**	**-6,8%**

Il **risultato operativo** del 2016, inclusivo di ammortamenti e perdite di valore per 1.393 milioni di euro (986 milioni di euro nel 2015), è pari a 2.163 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio precedente, un decremento di 157 milioni di euro. Tale variazione trova riscontro nei maggiori ammortamenti e impairment per 406 milioni di euro, sostanzialmente da riferire:

- alla rilevazione di un impairment su alcuni diritti per lo sfruttamento delle risorse idriche dei fiumi Neltume e Choshuenco a causa dell'incertezza nella prosecuzione dei progetti anche a causa di alcuni vincoli legali e procedurali per complessivi 311 milioni di euro;
- alle maggiori rettifiche di valore sui crediti commerciali per 95 milioni di euro, prevalentemente in Brasile e Colombia.

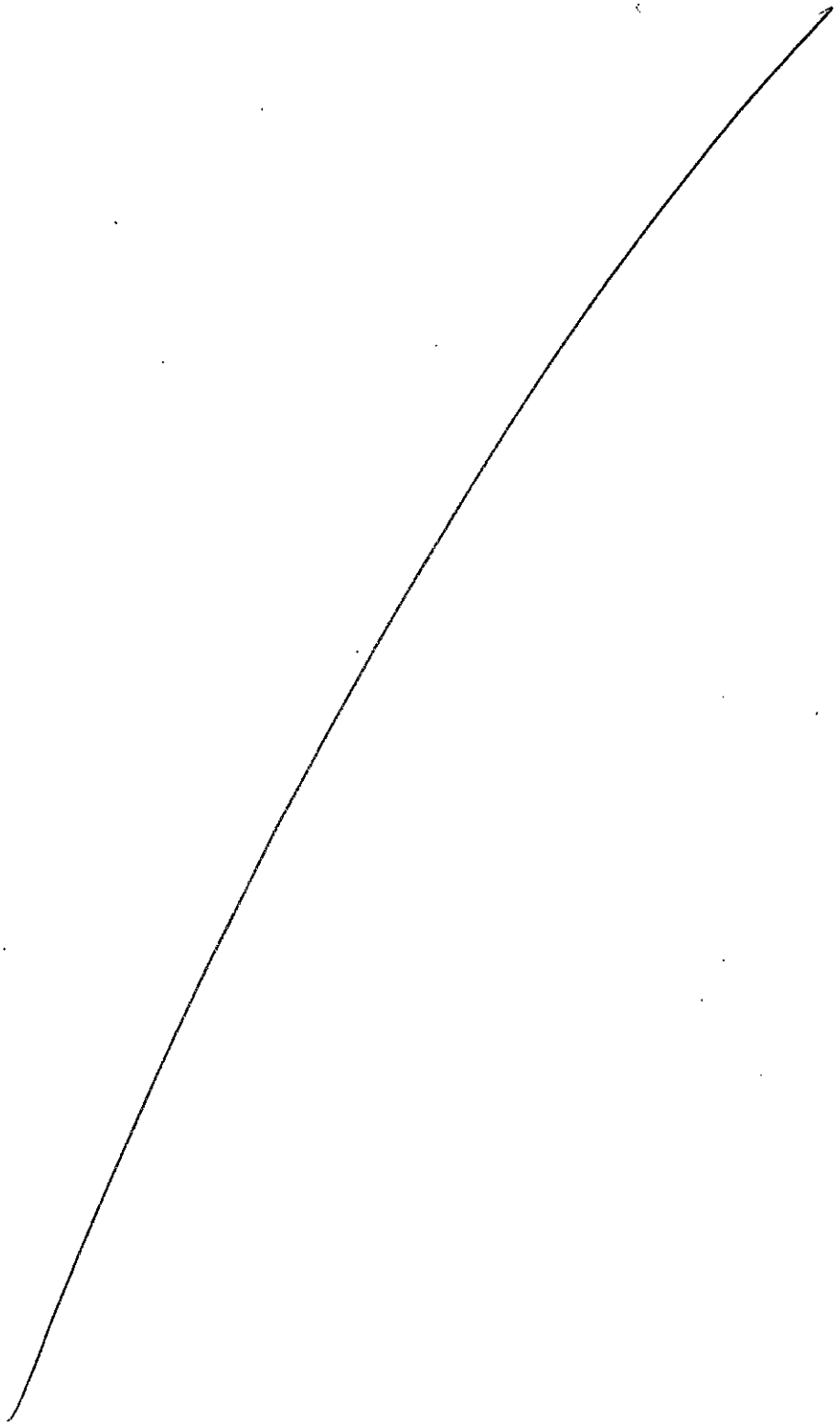
Investimenti

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Argentina	232	350	(118)	-33,7%
Brasile	1.434	791	643	81,3%
Cile	878	1.018	(140)	-13,8%
Colombia	266	540	(274)	-50,7%
Perù	258	185	73	39,5%
Altri Paesi	1	53	(52)	-98,1%
Totale	**3.069**	**2.937**	**132**	**4,5%**

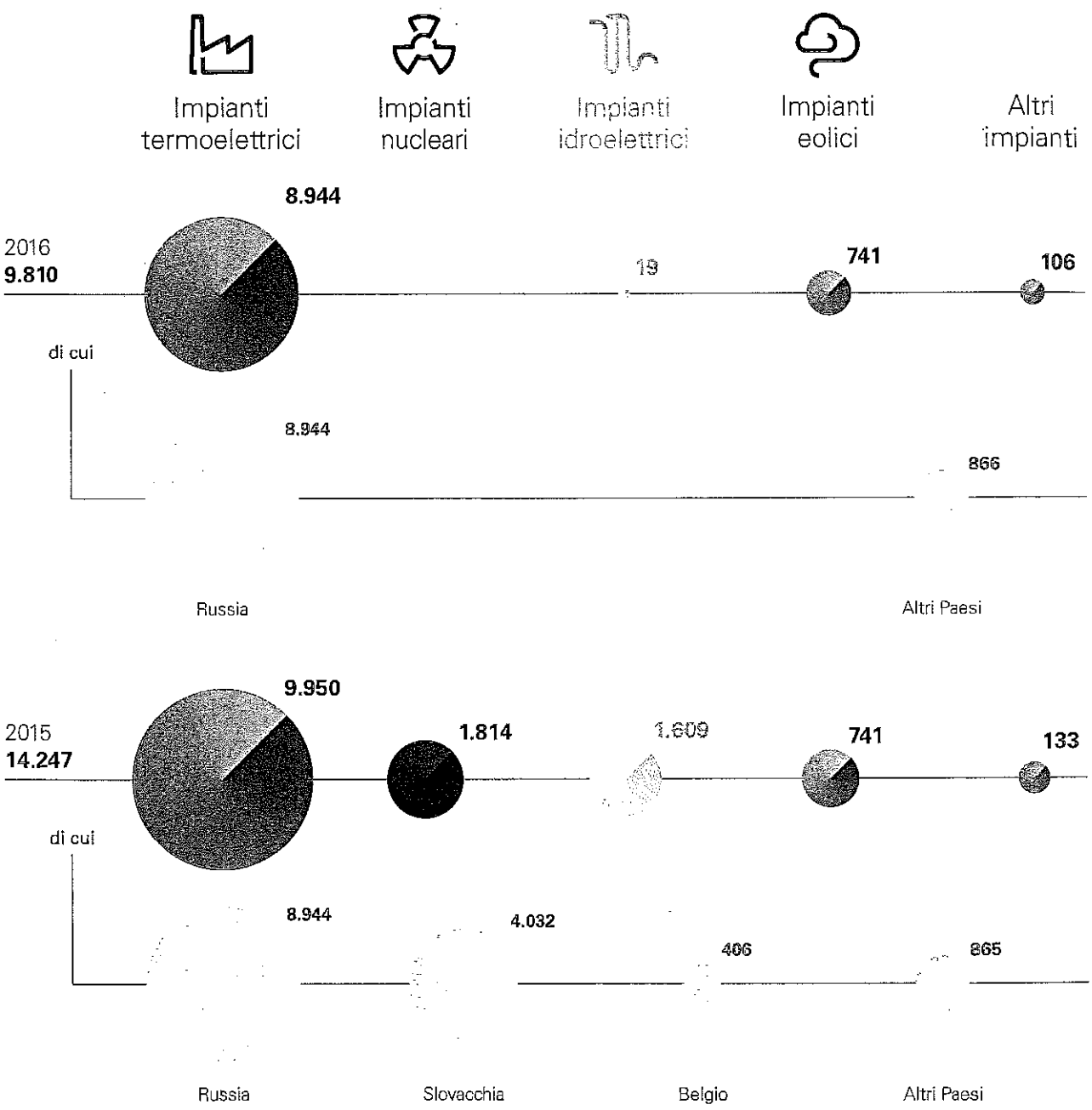
Gli **investimenti** ammontano a 3.069 milioni di euro, con un incremento di 132 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2016 si riferiscono:

- a interventi di miglioramento della rete di distribuzione in Brasile;
- alle centrali termoelettriche di Gas Atacama in Cile e Costanera in Argentina;
- all'estensione e miglioramento della rete di distribuzione in Perù.

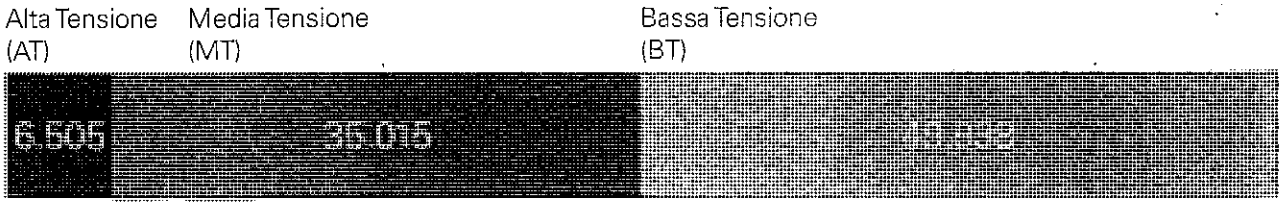


Europa e Nord Africa

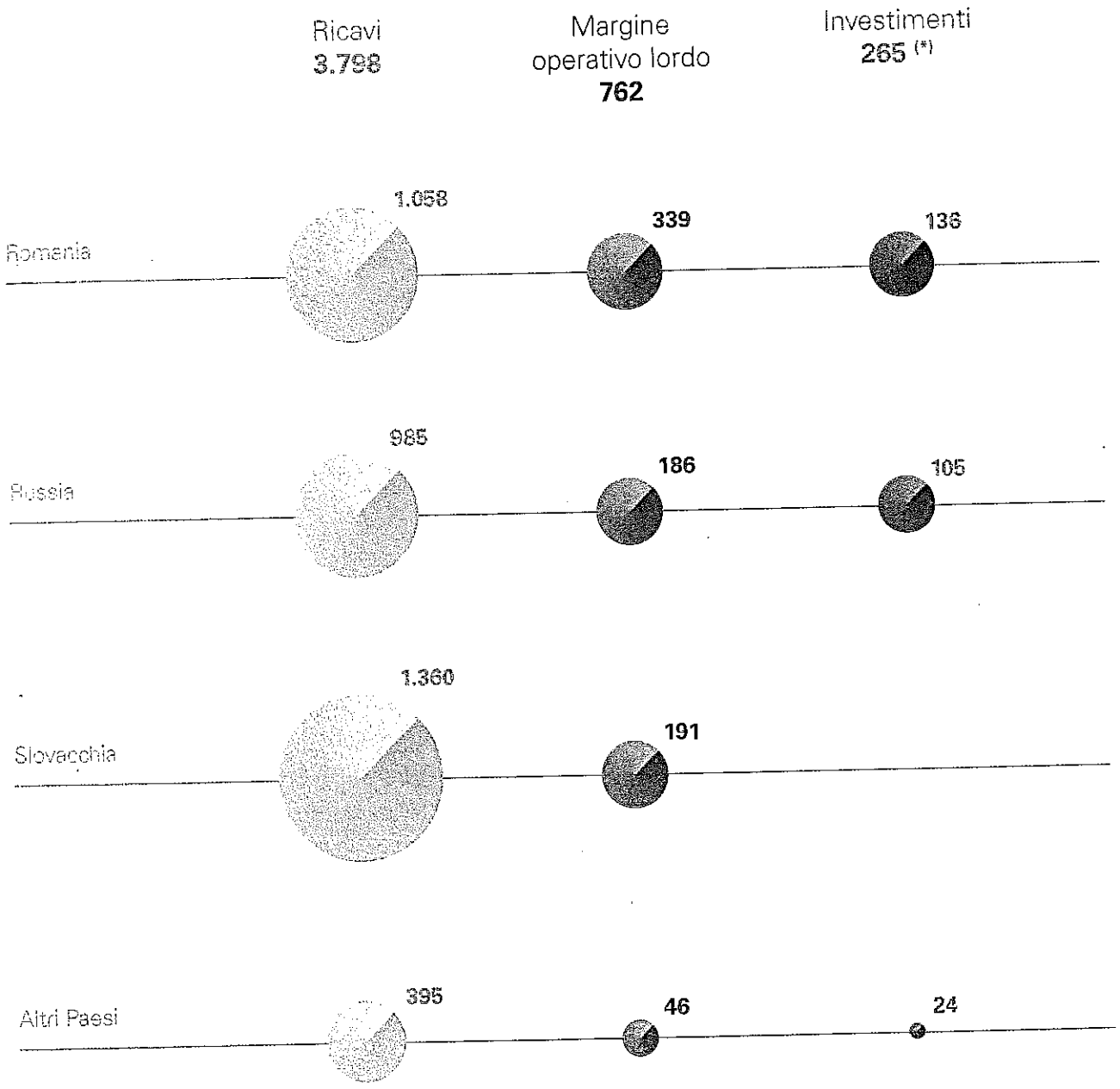
Potenza efficiente netta installata (MW)



Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica 2016 (km) **91.458**



Risultati economici 2016 (milioni di euro)



(*) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

977

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2016	2015 restated	2016-2015	
Termoelettrica	42.993	45.024	(2.031)	-4,5%
Nucleare	7.523	14.081	(6.558)	-46,6%
Idroelettrica	1.235	2.410	(1.175)	-48,8%
Eolica	1.715	1.798	(83)	-4,6%
Altre fonti	147	188	(41)	-21,8%
Totale produzione netta	**53.613**	**63.501**	**(9.888)**	**-15,6%**
- di cui Russia	*41.062*	*42.090*	*(1.028)*	*-2,4%*
- di cui Slovacchia	*9.684*	*18.292*	*(8.608)*	*-47,1%*
- di cui Belgio	*977*	*1.150*	*(173)*	*-15,0%*
- di cui altri Paesi	*1.890*	*1.969*	*(79)*	*-4,0%*

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2016 è pari a 53.613 milioni di kWh, con un decremento di 9.888 milioni di kWh rispetto all'analogo periodo del 2015.
Tale variazione è principalmente riconducibile al decremento della produzione in Slovacchia da fonte sia nucleare sia idroelettrica, dovuto primariamente al deconsolidamento di Slovenské elektrárne a partire da fine luglio 2016. A tale componente si aggiunge il calo della generazione in Russia, dovuto a un guasto all'impianto a ciclo combinato di Nevinnomisskaya (-967 milioni di kWh) e a una diminuzione della produzione delle centrali a carbone (-641 milioni di kWh), i cui effetti sono stati solo parzialmente compensati dall'andamento positivo degli impianti tradizionali a olio e gas favoriti dall'indisponibilità temporanea delle altre tecnologie.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh	2016		2015 restated		2016-2015	
Gas naturale	25.000	46,7%	25.552	40,7%	(552)	-2,2%
Carbone	20.483	38,2%	22.098	35,2%	(1.615)	-7,3%
Combustibile nucleare	8.102	15,1%	15.146	24,1%	(7.044)	-46,5%
Totale	**53.585**	**100,0%**	**62.796**	**100,0%**	**(9.211)**	**-14,7%**

La produzione termoelettrica lorda del 2016 ha fatto registrare un decremento di 9.211 milioni di kWh, attestandosi a 53.585 milioni di kWh; la variazione ha riguardato maggiormente la produzione da combustibile nucleare in Slovacchia a seguito del deconsolidamento, ma le altre fonti hanno registrato lo stesso andamento negativo.

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	2016-2015	
Impianti termoelettrici	8.944	9.950	(1.006)	-10,1%
Impianti nucleari	-	1.814	(1.814)	-100,0%
Impianti idroelettrici	19	1.609	(1.590)	-98,8%
Impianti eolici	741	741	-	-
Altri impianti	106	133	(27)	-
Totale potenza efficiente netta	**9.810**	**14.247**	**(4.437)**	**-31,1%**
- di cui Russia	*8.944*	*8.944*	*-*	*-*
- di cui Slovacchia	*-*	*4.032*	*(4.032)*	*-100,0%*
- di cui Belgio	*-*	*406*	*(406)*	*-100,0%*
- di cui altri Paesi	*866*	*865*	*1*	*0,1%*

978

La potenza efficiente netta del 2016 è pari a 9.810 MW e registra un decremento di 4.437 MW rispetto all'esercizio precedente. La variazione rispetto al 31 dicembre 2015 trova pieno riscontro nel deconsolidamento di Slovenské elektrárne e di Marcinelle Energie, conseguente alle cessioni avvenute rispettivamente a luglio e a dicembre del 2016.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2016	2015 restated	2016-2015	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.505	6.584	(79)	-1,2%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	35.015	35.043	(28)	-0,1%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	49.938	49.658	280	0,6%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**91.458**	**91.285**	**173**	**0,2%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**14.890**	**14.582**	**308**	**2,1%**

L'energia trasportata, tutta concentrata in Romania, registra un incremento di 308 milioni di kWh, (+2,1%), passando da 14.582 milioni di kWh a 14.890 milioni di kWh nel 2016. L'incremento deriva principalmente dai nuovi allacci effettuati, che riflettono il trend di sviluppo della rete elettrica del Paese.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh	**2016**	2015 restated	2016-2015	
Mercato libero	**7.471**	**10.407**	**(2.936)**	**-28,2%**
Mercato regolato	**4.864**	**5.353**	**(489)**	**-9,1%**
Totale	**12.335**	**15.760**	**(3.425)**	**-21,7%**
- di cui Romania	*7.719*	*7.691*	*28*	*0,4%*
- di cui Francia	*2.218*	*3.966*	*(1.748)*	*-44,1%*
- di cui Slovacchia	*2.398*	*4.103*	*(1.705)*	*-41,6%*

Le vendite di energia effettuate nel 2016 registrano un decremento di 3.425 milioni di kWh, passando da 15.760 milioni di kWh a 12.335 milioni di kWh. Tale decremento è riferibile:

- alle minori quantità vendute in Francia per 1.748 milioni di kWh a seguito della politica commerciale intrapresa dal Gruppo nel Paese e ispirata anche dalla cessione di Enel France avvenuta nel dicembre 2016;
- alla diminuzione delle vendite registrate in Slovacchia per 1.705 milioni di kWh, con una variazione quasi interamente imputabile al deconsolidamento.

Risultati economici

Milioni di euro	**2016**	2015 restated	2016-2015	
Ricavi	3.798	4.990	(1.192)	-23,9%
Margine operativo lordo	762	1.451	(689)	-47,5%
Risultato operativo	286	(569)	855	-
Investimenti	265 [1]	249 [2]	16	6,4%

(1) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) 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 2016.

Ricavi

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Romania	1.058	1.090	(32)	-2,9%
Russia	985	1.062	(77)	-7,3%
Slovacchia	1.360	2.401	(1.041)	-43,4%
Altri Paesi	395	437	(42)	-9,6%
Totale	**3.798**	**4.990**	**(1.192)**	**-23,9%**

I **ricavi** del 2016 risultano pari a 3.798 milioni di euro, con un decremento di 1.192 milioni di euro (-23,9%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- al decremento dei ricavi in Slovacchia per 1.041 milioni di euro, da attribuire al deconsolidamento a seguito della cessione avvenuta a fine luglio 2016;
- ai minori ricavi in Russia per 77 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto del deprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (88 milioni di euro) che, in uno scenario di minori quantità prodotte, è stato parzialmente compensato dall'aumento dei prezzi unitari di vendita;
- al decremento dei ricavi in Romania per 32 milioni di euro, essenzialmente connesso ai minori volumi venduti sul mercato retail a seguito della sua progressiva liberalizzazione, i cui effetti sono solo in parte compensati dall'incremento delle quantità vettoriate e dalle maggiori connessioni effettuate;
- alla diminuzione dei ricavi in Francia per 124 milioni di euro, solo in parte compensata dall'aumento registrato principalmente in Belgio per le maggiori vendite relative alla commodity gas.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Romania	339	364	(25)	-6,9%
Russia	186	164	22	13,4%
Slovacchia	191	871	(680)	-78,1%
Altri Paesi	46	52	(6)	-11,5%
Totale	**762**	**1.451**	**(689)**	**-47,5%**

Il **margine operativo lordo** ammonta a 762 milioni di euro, registrando un decremento di 689 milioni di euro rispetto al 2015. Tale andamento è principalmente relativo:

- al decremento del margine operativo lordo in Slovacchia per 680 milioni di euro, principalmente dovuto al rilascio parziale del fondo oneri per smaltimento del combustibile nucleare pari a 550 milioni di euro, avvenuto nel terzo trimestre 2015, a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti tenuto conto della nuova normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco relativamente al "back end" del combustibile nucleare esausto; a tale effetto si associa quello originato dal deconsolidamento a partire dalla fine di luglio 2016;
- a una riduzione del margine rilevata in Romania per 25 milioni di euro, quasi interamente attribuibili al margine da trasporto dell'energia elettrica;
- a una diminuzione del margine operativo lordo in Belgio, conseguente ai maggiori costi di acquisto nonché alle minori quantità prodotte.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Romania	71	58	13	22,4%
Russia	136	(839)	975	-
Slovacchia	114	184	(70)	-38,0%
Altri Paesi	(35)	28	(63)	-
Totale	**286**	**(569)**	**855**	-

Il **risultato operativo** del 2016 è pari a 286 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 855 milioni di euro, a fronte di una riduzione degli ammortamenti e perdite di valore rispetto al 2015 pari a 1.544 milioni di euro. In particolare, tale variazione trova riscontro principalmente in:

- minori ammortamenti per 86 milioni di euro, in maggior parte relativi al deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
- maggiori impairment sulla CGU Enel Green Power Romania per 26 milioni di euro;
- un impairment rilevato nel 2015 sugli asset di Slovenské elektrárne al fine di adeguarne il valore a quello di presumibile realizzo al netto degli oneri accessori, secondo quanto stabilito dall'IFRS 5, per 574 milioni di euro; analogo impairment è stato rilevato nel 2016 per 19 milioni di euro;
- un impairment pari a 899 milioni di euro, rilevato nel 2015, sugli asset di generazione detenuti da Enel Russia, tenuto conto del perdurare delle sfavorevoli condizioni di mercato e regolatorie del Paese.

Investimenti

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Romania	136	121	15	12,4%
Russia	105	112	(7)	-6,2%
Altri Paesi	24	16	8	50,0%
Totale	**265** [1]	**249** [2]	**16**	**6,4%**

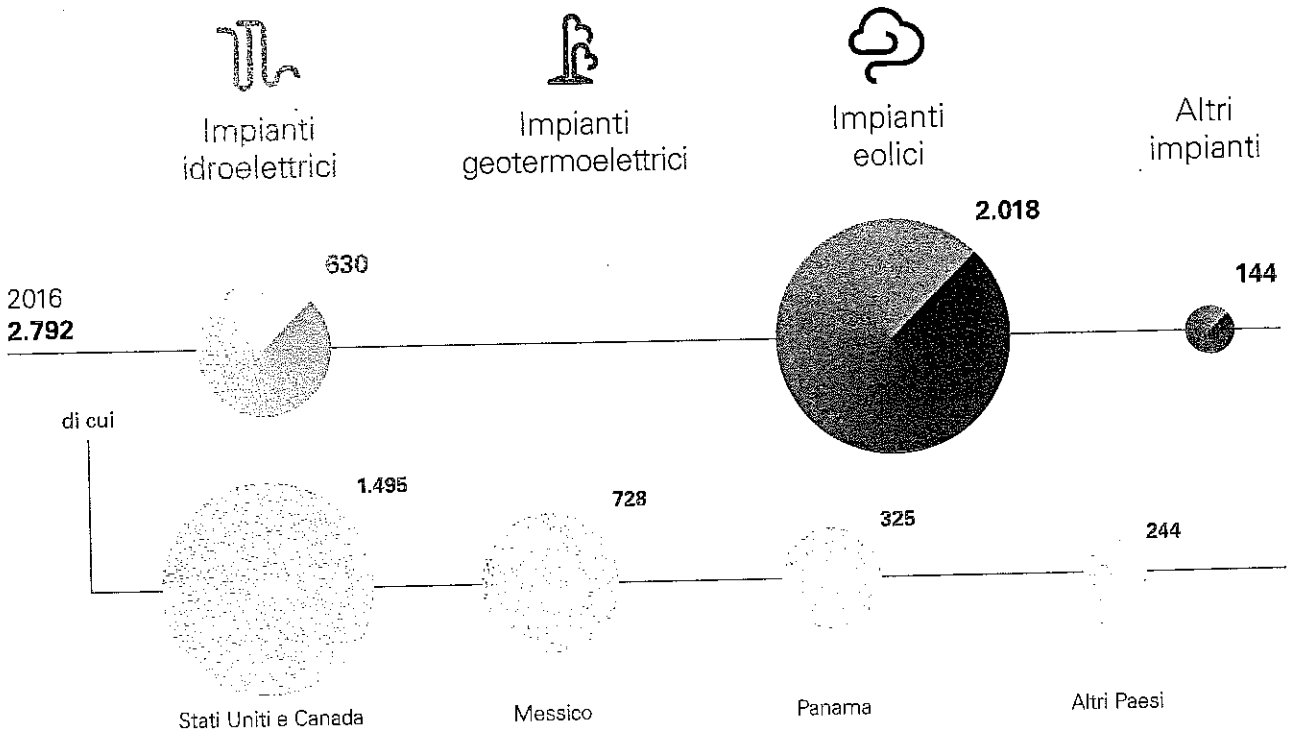
(1) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 648 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

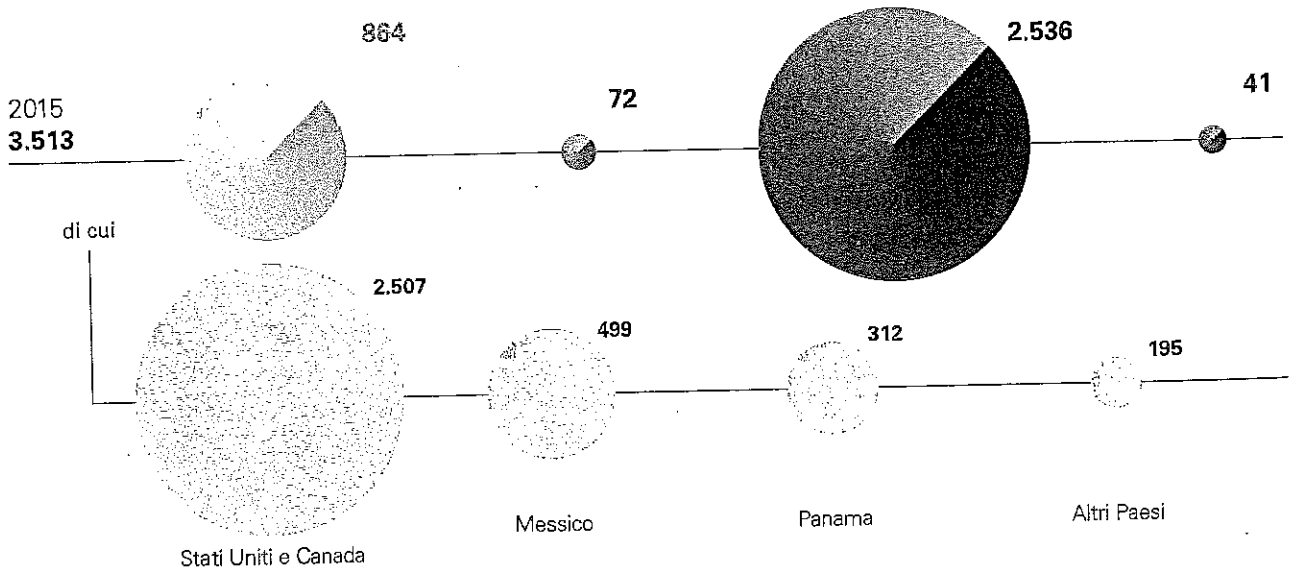
Gli **investimenti** ammontano a 265 milioni di euro e presentano un incremento di 16 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

981

Nord e Centro America

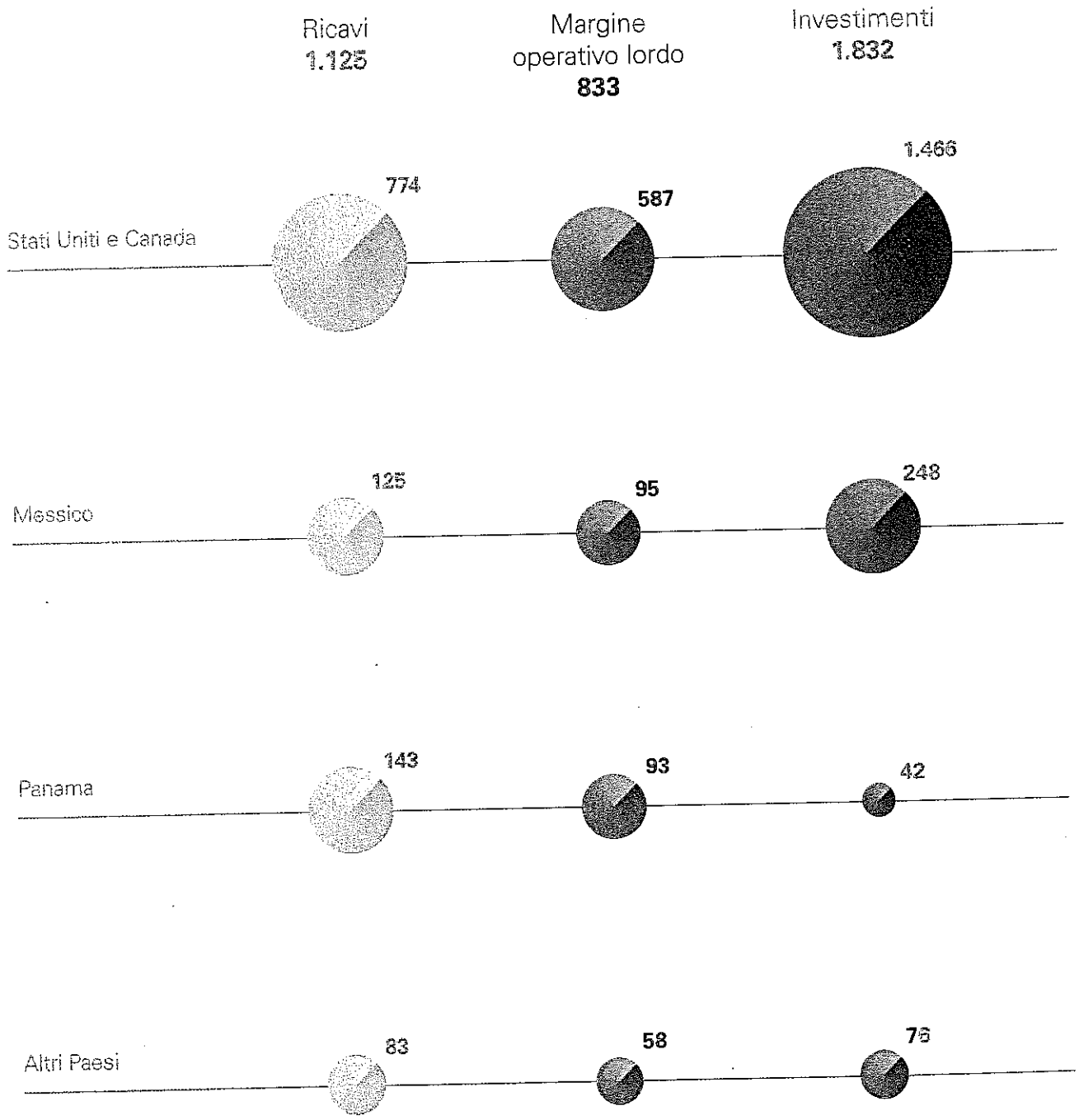
Potenza efficiente netta installata (MW)





982

Risultati economici 2016 (milioni di euro)



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	**2016**	2015 restated	2016-2015	
Idroelettrica	2.837	3.456	(619)	-17,9%
Geotermoelettrica	362	396	(34)	-8,6%
Eolica	9.007	7.303	1.704	23,3%
Altre fonti	62	54	8	14,8%
Totale produzione netta	**12.268**	**11.209**	**1.059**	**9,4%**
- di cui Stati Uniti e Canada	*8.628*	*7.368*	*1.260*	*17,1%*
- di cui Messico	*1.781*	*1.372*	*409*	*29,8%*
- di cui Panama	*1.367*	*1.661*	*(294)*	*-17,7%*
- di cui altri Paesi	*492*	*808*	*(316)*	*-39,1%*

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2016 è pari a 12.268 milioni di kWh, con un incremento di 1.059 milioni di kWh rispetto al 2015. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore generazione da fonte eolica negli Stati Uniti e Canada (+1.260 milioni di kWh) da riferire all'entrata in esercizio di alcuni impianti eolici, tra cui quello di Drift Sand e Chisholm View II in Oklahoma, Lindahl in North Dakota e Cimarron Bend I in Kansas, nonché all'entrata in esercizio dei parchi eolici di Palo Alto e Vientos del Altiplano in Messico (+409 kWh); parzialmente compensata dalle minori quantità generate da fonte idroelettrica nella Repubblica di Panama (-305 milioni di kWh) e in Guatemala (-210 kWh) a seguito delle peggiori condizioni di idraulicità del periodo.

Potenza efficiente netta installata

MW	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015 restated	2016-2015	
Impianti idroelettrici	630	864	(234)	-27,1%
Impianti geotermoelettrici	-	72	(72)	-100,0%
Impianti eolici	2.018	2.536	(518)	-20,4%
Altri impianti	144	41	103	-
Totale potenza efficiente netta	**2.792**	**3.513**	**(721)**	**-20,5%**
- di cui Stati Uniti e Canada	*1.495*	*2.507*	*(1.012)*	*-40,4%*
- di cui Messico	*728*	*499*	*229*	*45,9%*
- di cui Panama	*325*	*312*	*13*	*4,2%*
- di cui altri Paesi	*244*	*195*	*49*	*25,1%*

La potenza efficiente netta del 2016 è pari a 2.792 MW e registra un decremento di 721 MW rispetto all'esercizio precedente, da ricondurre essenzialmente alla riduzione della potenza efficiente netta installata sugli impianti eolici negli Stati Uniti e in Canada (-1.012 milioni di MW) riconducibile al deconsolidamento di alcuni impianti come conseguenza della cessione dell'1% di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP"), parzialmente compensata dalla maggiore potenza efficiente netta installata in seguito all'entrata in esercizio degli impianti eolici di Palo Alto (+129 MW) e di Vientos del Altiplano (+100 MW) in Messico (+229 milioni di MW), come commentato in precedenza.

Risultati economici

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Ricavi	1.125	882	243	27,6%
Margine operativo lordo	833	575	258	44,9%
Risultato operativo	565	338	227	67,2%
Investimenti	1.832	720	1.112	-

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2016.

Ricavi

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Stati Uniti e Canada	774	534	240	44,9%
Messico	125	95	30	31,6%
Panama	143	172	(29)	-16,9%
Altri Paesi	83	81	2	2,5%
Totale	**1.125**	**882**	**243**	**27,6%**

I **ricavi** del 2016 si attestano a 1.125 milioni di euro, con un incremento di 243 milioni di euro (+27,6%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

- a un incremento dei ricavi negli Stati Uniti e in Canada per 240 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dell'incremento dei ricavi da tax partnership per 108 milioni euro, in particolare per Aurora Solar, della rimisurazione al fair value (per 95 milioni di euro) delle interessenze detenute dal Gruppo in EGPNA Renewable Energy Partners dopo la perdita del controllo avvenuta a seguito di alcune modifiche nella governance della società, delle plusvalenze rilevate dalla cessione di Cimarron e Lindahl per 35 milioni di euro, nonché dei maggiori ricavi conseguenti all'aumento delle quantità prodotte soprattutto da impianti eolici;
- ai maggiori ricavi in Messico per 30 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte da fonte eolica, così come commentato nei dati quantitativi (12 milioni di euro), e ai ricavi derivanti dagli esiti positivi delle procedure di recupero IVA (14 milioni di euro);
- al decremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 29 milioni di euro, da attribuire ai minori ricavi da vendita di energia elettrica a seguito delle più sfavorevoli condizioni di idraulicità.

Margine operativo lordo

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Stati Uniti e Canada	587	351	236	67,2%
Messico	95	54	41	75,9%
Panama	93	116	(23)	-19,8%
Altri Paesi	58	54	4	7,4%
Totale	**833**	**575**	**258**	**44,9%**

Il **margine operativo lordo** del 2016 ammonta a 833 milioni di euro, in incremento di 258 milioni di euro (+44,9%) rispetto al 2015; tale incremento è riferibile:

- al maggior margine realizzato negli Stati Uniti e in Canada per 236 milioni di euro, da ricondurre all'incremento dei ricavi come commentato in precedenza, il cui effetto è solo parzialmente compensato dai maggiori costi del personale e operativi;
- al maggior margine in Messico per 41 milioni di euro, che beneficia dell'incremento dei volumi prodotti e dei ricavi derivanti dai rimborsi IVA;
- al decremento del margine realizzato nella Repubblica di Panama per 23 milioni di euro a seguito dei minori ricavi e dell'incremento dei costi di acquisto di energia necessari per far fronte alla minor produzione connessa alle sfavorevoli condizioni di idraulicità.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Stati Uniti e Canada	398	168	230	-
Messico	42	23	19	82,6%
Panama	80	104	(24)	-23,1%
Altri Paesi	45	43	2	4,7%
Totale	**565**	**338**	**227**	**67,2%**

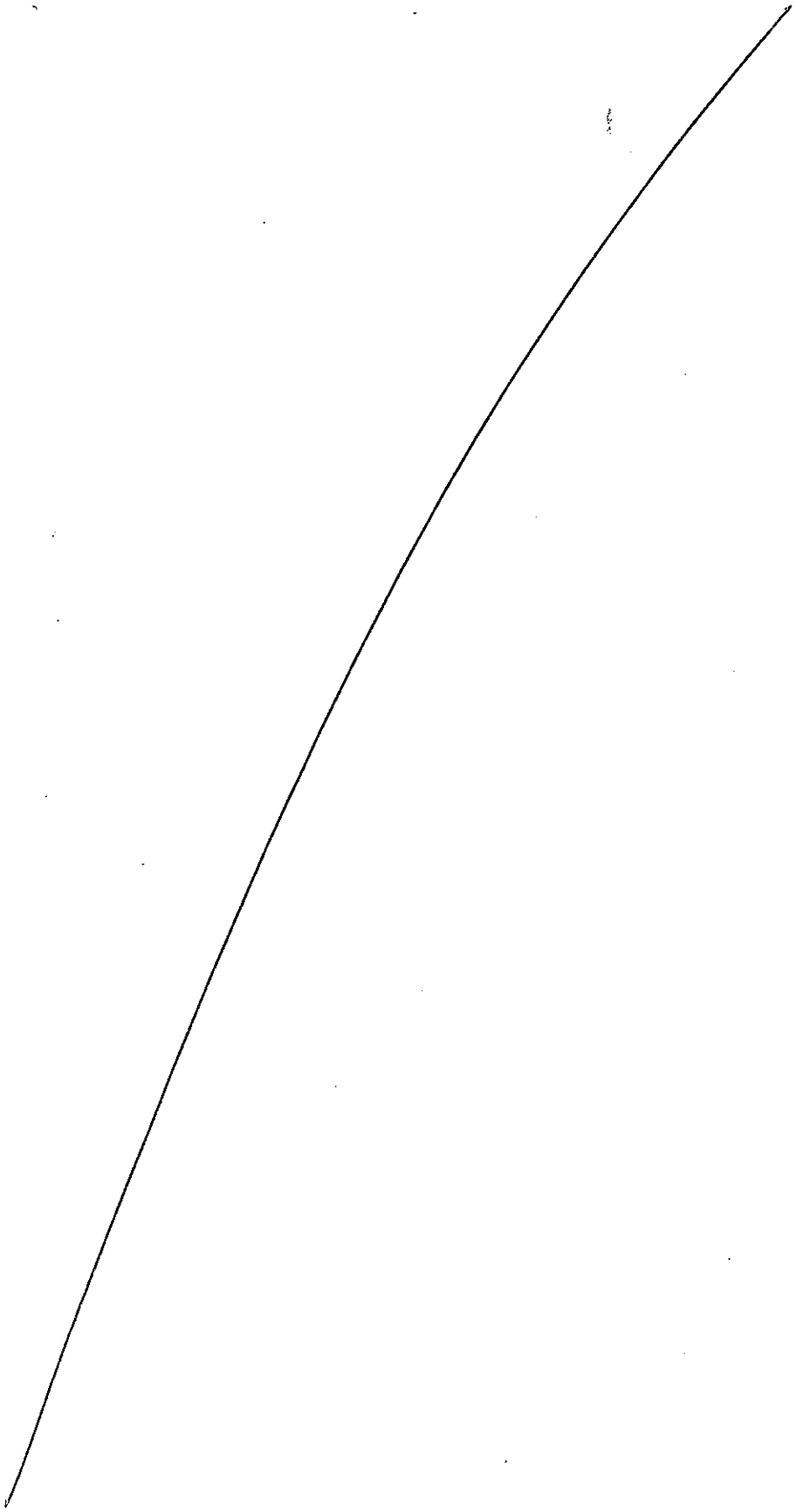
Il **risultato operativo** del 2016, pari a 565 milioni di euro, registra un incremento di 227 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 31 milioni rilevati sostanzialmente in Messico, Stati Uniti e Canada e da riferire prevalentemente all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Investimenti

Milioni di euro

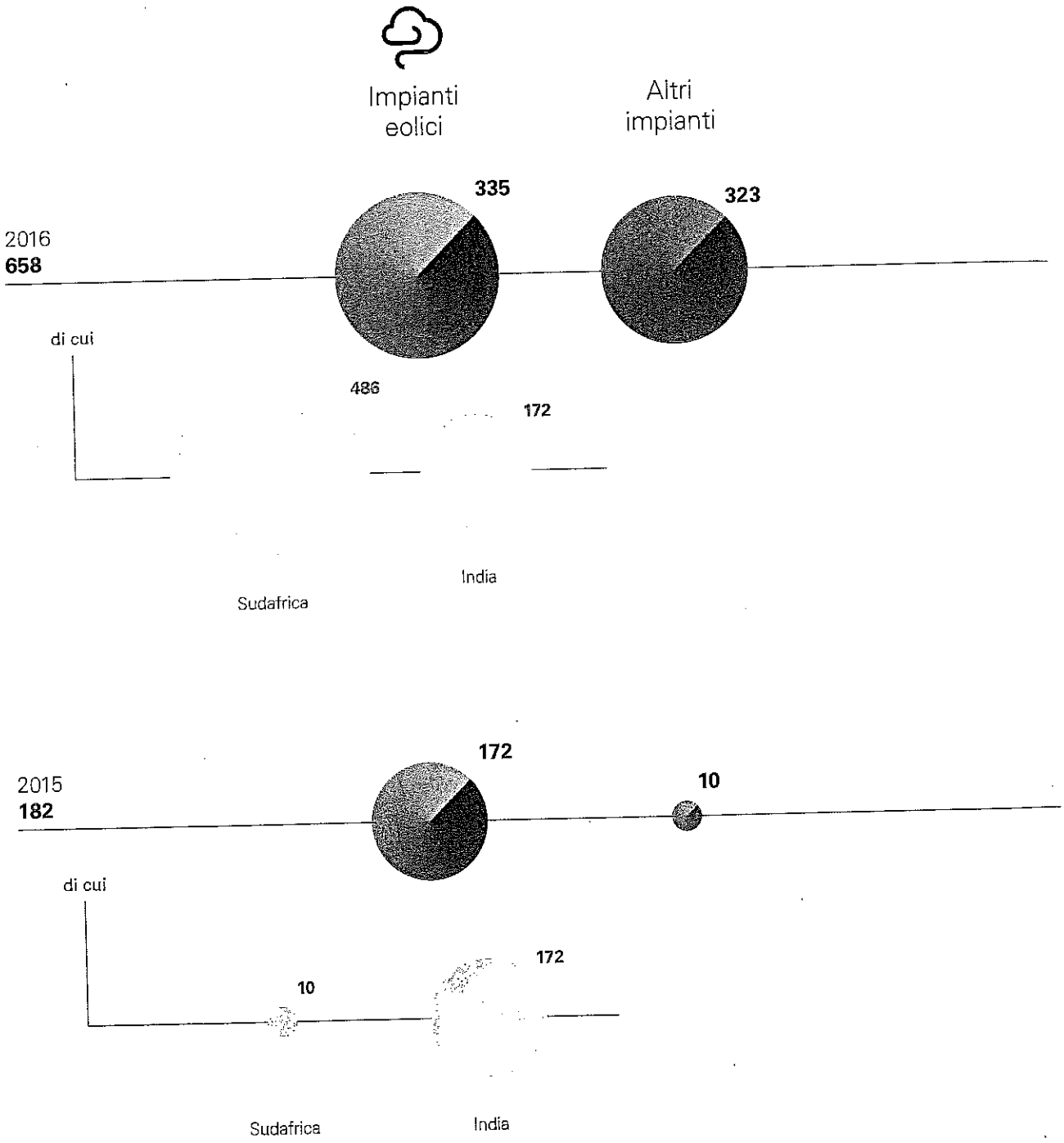
	2016	2015 restated	2016-2015	
Stati Uniti e Canada	1.466	289	1.177	-
Messico	248	286	(38)	-13,3%
Panama	42	19	23	-
Altri Paesi	76	126	(50)	-39,7%
Totale	**1.832**	**720**	**1.112**	-

Gli **investimenti** del 2016 ammontano a 1.832 milioni di euro, in incremento di 1.112 milioni rispetto all'esercizio precedente, da attribuire ai maggiori investimenti in impianti da fonte eolica negli Stati Uniti e in Canada, in particolare Cimarron Bend I (255 milioni di euro), Cimarron Bend II (179 milioni di euro), Aurora (231 milioni di euro), Chisholm View (82 milioni di euro), Drift Sand (76 milioni di euro) e Lindahl (189 milioni di euro).

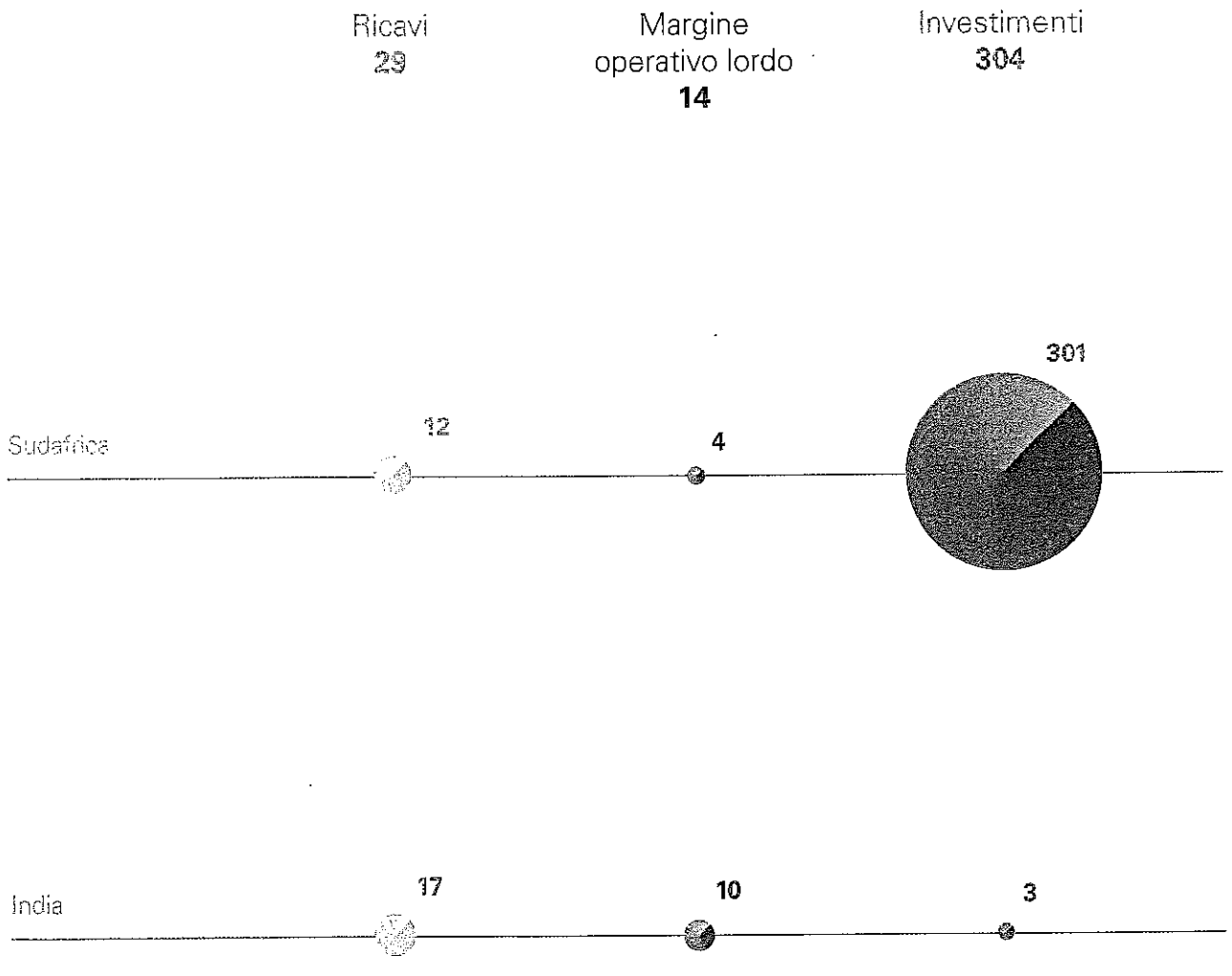


Africa Sub-Sahariana e Asia

Potenza efficiente netta installata (MW)



Risultati economici 2016 (milioni di euro)



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh	2016	2015 restated	2016-2015	
Eolica	401	48	353	-
Altre fonti	129	18	111	-
Totale	**530**	**66**	**464**	-
- di cui Sudafrica	*203*	*18*	*185*	-
- di cui India	*327*	*48*	*279*	-

La produzione netta del 2016 è pari a 530 milioni di kWh, con un incremento rispetto al 2015 di 464 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile prevalentemente al consolidamento delle società indiane avvenuto a partire dalla fine di settembre del 2015, nonché all'entrata in esercizio di alcuni impianti eolici e fotovoltaici in Sudafrica, come commentato di seguito.

Potenza efficiente netta installata

MW	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	2016-2015	
Impianti eolici	335	172	163	94,8%
Altri impianti	323	10	313	-
Totale potenza efficiente netta	**658**	**182**	**476**	-
- di cui Sudafrica	*486*	*10*	*476*	-
- di cui India	*172*	*172*	-	-

La potenza efficiente netta del 2016 è pari a 658 MW e registra un incremento di 476 MW rispetto all'esercizio precedente, interamente ascrivibile all'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici di Paleisheuwel (82,5 MW) e Tom Burke (66 MW), oltre al parco eolico Nojoli (88 MW).

Risultati economici

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Ricavi	29	18	11	61,1%
Margine operativo lordo	14	7	7	-
Risultato operativo	(5)	4	(9)	-
Investimenti	304	311	(7)	-2,3%

Nella seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2016.

Ricavi

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Sudafrica	12	15	(3)	-20,0%
India	17	3	14	-
Totale	**29**	**18**	**11**	**61,1%**

I **ricavi** del 2016 si attestano a 29 milioni di euro, con un incremento di 11 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da riferire principalmente al diverso periodo di consolidamento delle società indiane.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Sudafrica	4	6	(2)	-33,3%
India	10	1	9	-
Totale	**14**	**7**	**7**	-

Il **margine operativo lordo** del 2016 ammonta a 14 milioni di euro, in incremento di 7 milioni di euro rispetto al 2015. La variazione trova riscontro nel sopracitato diverso periodo di consolidamento delle società indiane, cui si aggiunge l'effetto dell'entrata in esercizio e della maggior produzione degli impianti sudafricani.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Sudafrica	(10)	4	(14)	-
India	5	-	5	-
Totale	**(5)**	**4**	**(9)**	-

Il **risultato operativo** del 2016, negativo per 5 milioni di euro, registra un decremento di 9 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e perdite di valore per 16 milioni di euro, da riferire principalmente all'entrata in esercizio degli impianti sudafricani e al conseguente inizio del processo di ammortamento.

Investimenti

Milioni di euro

	2016	2015 restated	2016-2015	
Sudafrica	301	311	(10)	-3,2%
India	3	-	3	-
Totale	**304**	**311**	**(7)**	**-2,3%**

Gli **investimenti** del 2016 ammontano a 304 milioni di euro, in decremento di 7 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti fotovoltaici in Sudafrica, mentre il portafoglio di nuovi progetti detenuto in India è ancora nella fase pre-realizzativa.

Risultati economici

Milioni di euro	2016	2015 restated	2016-2015	
Ricavi (al netto delle elisioni)	861	831	30	3,6%
Margine operativo lordo	(130)	(311)	181	-58,2%
Risultato operativo	(241)	(469)	228	-48,6%
Investimenti	52 [1]	52	-	-

(1) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

I **ricavi** del 2016, al netto delle elisioni, risultano pari a 861 milioni di euro, con un incremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+3,6%). Tale variazione è sostanzialmente attribuibile alla plusvalenza rilevata nel primo trimestre 2016 a seguito della cessione della società di riassicurazione Compostilla Re (19 milioni di euro).

Il **margine operativo lordo** del 2016, negativo per 130 milioni di euro, registra un incremento di 181 milioni di euro rispetto al valore rilevato nell'esercizio precedente. Tale andamento risente, oltre che della sopracitata plusvalenza, dei maggiori costi del personale rilevati nel 2015 a seguito della stipula con le Organizzazioni sindacali di un nuovo accordo per l'uscita incentivata del personale ex art. 4 della Legge Fornero, nonché del 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 a esso dedicato. A tali fenomeni si aggiunge il rilascio del fondo contenzioso SAPE per 80 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2016 è negativo per 241 milioni di euro e registra un incremento di 228 milioni di euro rispetto al periodo precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 47 milioni di euro da riferire sostanzialmente al diverso peso (55 milioni di euro nel 2016, 122 milioni di euro nel 2015) degli adeguamenti di valore rilevati sugli asset di esplorazione di upstream gas a seguito di talune difficoltà nella prosecuzione dei progetti e del mutare dello scenario dei prezzi nel mercato globale dei combustibili.

Investimenti

Gli **investimenti** del 2016 ammontano a 52 milioni di euro.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2016 e 2015 è sintetizzata nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Ricavi			
Ricavi delle prestazioni	197	237	(40)
Altri ricavi e proventi	10	8	2
Totale	**207**	**245**	**(38)**
Costi			
Acquisti di materiali di consumo	1	1	-
Servizi e godimento beni di terzi	152	199	(47)
Costo del personale	166	176	(10)
Altri costi operativi	17	24	(7)
Totale	**336**	**400**	**(64)**
Margine operativo lordo	**(129)**	**(155)**	**26**
Ammortamenti e impairment	448	327	121
Risultato operativo	**(577)**	**(482)**	**(95)**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	2.882	2.024	858
Proventi finanziari	3.343	3.535	(192)
Oneri finanziari	4.106	4.267	(161)
Totale	**2.119**	**1.292**	**827**
Risultato prima delle imposte	**1.542**	**810**	**732**
Imposte	(178)	(201)	23
UTILE DELL'ESERCIZIO	**1.720**	**1.011**	**709**

I **ricavi delle prestazioni**, pari a 197 milioni di euro (237 milioni di euro nel 2015), 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 40 milioni di euro, è imputabile principalmente ai minori riaddebiti dei costi connessi all'attività di comunicazione, conseguentemente alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo che ha previsto lo spostamento di una parte delle attività di comunicazione dalla Holding alle Country, il tutto solo parzialmente compensato dai maggiori ricavi per management fee e technical fee rilevati nei confronti di alcune società estere del Gruppo.

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 10 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia in quello a raffronto, 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 2016, si riferiscono all'acquisto di materiali di consumo da fornitori terzi e risultano invariati rispetto all'esercizio precedente.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 152 milioni di euro nel 2016 (199 milioni di euro al 31 dicembre 2015), riguardano prestazioni ricevute da terzi per

75 milioni di euro è da società del Gruppo per 77 milioni di euro. I primi sono relativi principalmente a spese di comunicazione, prestazioni professionali e tecniche, provvigioni e commissioni, consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale, nonché a costi per servizi informatici. 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 riduzione rispetto all'esercizio precedente, pari a 47 milioni di euro, è da ricondurre sostanzialmente alle minori spese di pubblicità, propaganda e stampa, nonché al decremento dei costi connessi all'organizzazione di eventi, conseguentemente alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo, che ha previsto lo spostamento di una parte delle attività di comunicazione dalla Holding alle Country.

Il **costo del personale** ammonta nel 2016 a 166 milioni di euro, evidenziando un decremento di 10 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; tale variazione è da imputare prevalentemente alla diminuzione dei costi connessi alla mancata sottoscrizione, rispetto al 2015, di nuovi accordi per le uscite incentivate (36 milioni di euro). Tale variazione positiva è stata parzialmente compensata sia dal rilascio del fondo "controvalore sconto energia" (10 milioni di euro) effettuato nel 2015 a fronte della revoca unilaterale del beneficio agli ex dipendenti, sia dall'aumento, complessivamente pari a 16 milioni di euro, dei salari e stipendi e dei relativi oneri sociali da riferire sostanzialmente alle maggiori consistenze del personale.

Gli **altri costi operativi** sono pari a 17 milioni di euro nel 2016 e risultano in diminuzione di 7 milioni di euro rispetto al 2015, principalmente a seguito sia dei minori contributi e quote associative versate nell'esercizio in corso, sia dell'aggiornamento di stima sulle posizioni sorte in esercizi precedenti relativamente al fondo contenzioso legale, effettuato in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni.

Il **margine operativo lordo**, negativo per 129 milioni di euro, registra un miglioramento di 26 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente da ricondurre principalmente alla riduzione dei costi operativi, e in particolare dei costi per prestazioni di servizi e del personale, in parte compensata dal decremento dei ricavi per prestazioni erogate a società del Gruppo.

Gli **ammortamenti e impairment**, pari a 448 milioni di euro nel 2016, si riferiscono sostanzialmente alla svalutazione della partecipazione in Enel Produzione SpA (474 milioni di euro) e al ripristino di valore della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA (42 milioni di euro), e presentano un incremento di 121 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015. Tale variazione è dovuta essenzialmente al diverso valore degli impairment del 2015 che avevano interessato le partecipazioni detenute in Enel Trade SpA (250 milioni di euro) e in Enel Ingegneria e Ricerca SpA (65 milioni di euro).

Il **risultato operativo**, negativo per 577 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2015, presenta una variazione negativa di 95 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 2.882 milioni di euro (2.024 milioni di euro nel 2015), si riferiscono ai dividendi deliberati nel 2016 dalle società controllate e collegate per 2.876 milioni di euro e da altre partecipate per 6 milioni di euro. Rispetto all'esercizio precedente presentano un incremento di 858 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 763 milioni di euro e riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (926 milioni di euro), in parte compensati da interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti e non correnti (complessivamente pari a 150 milioni di euro). L'incremento degli oneri finanziari netti rispetto al precedente esercizio, pari a 31 milioni di euro, è stato determinato essenzialmente dalla variazione netta negativa delle operazioni in strumenti finanziari derivati (674 milioni di euro), in parte compensata dalla variazione netta positiva delle differenze cambio (628 milioni di euro).

Le **imposte** sul reddito dell'esercizio evidenziano un risultato positivo di 178 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). Rispetto al precedente esercizio (imposte positive per 201 milioni di euro), la variazione negativa di 23 milioni di euro è sostanzialmente riconducibile a partite non ricorrenti.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 1.720 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 1.011 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	27	21	6
- partecipazioni	42.793	38.984	3.809
- altre attività/(passività) non correnti nette	(440)	71	(511)
Totale	**42.380**	**39.076**	**3.304**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	255	283	(28)
- altre attività/(passività) correnti nette	(1.500)	(627)	(873)
- debiti commerciali	(150)	(164)	14
Totale	**(1.395)**	**(508)**	**(887)**
Capitale investito lordo	**40.985**	**38.568**	**2.417**
Fondi diversi:			
- TFR e altri benefici ai dipendenti	(286)	(291)	5
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	56	28	28
Totale	**(230)**	**(263)**	**33**
Capitale investito netto	**40.755**	**38.305**	**2.450**
Patrimonio netto	**26.916**	**24.880**	**2.036**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**13.839**	**13.425**	**414**

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 42.380 milioni di euro e presentano una variazione in aumento di 3.304 milioni di euro. Tale andamento è riferito principalmente:

> per 3.809 milioni di euro all'incremento del valore delle partecipazioni detenute in imprese controllate e a controllo congiunto, sulle quali hanno influito le seguenti operazioni: la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA, la scissione da Enel Green Power International BV di attività e passività in favore di Enel Finance International NV, la fusione transfrontaliera di Enel Green Power International BV in Enel Green Power SpA, la ricapitalizzazione e il successivo apporto in conto capitale in favore di OpEn Fiber SpA che, al 31 dicembre 2016, risulta controllata congiuntamente da Enel SpA e CDP Equity SpA. Hanno inoltre influito le rettifiche di valore sulle partecipazioni detenute in Enel Produzione SpA e in Enel Trade SpA;

> per 511 milioni di euro all'incremento della voce "Altre attività/(passività) non correnti nette" che al 31 dicembre 2016 accoglie una passività netta per 440 milioni di euro (altre attività non correnti nette per 71 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Tale variazione è da collegare essenzialmente sia all'aumento del valore dei contratti derivati passivi non correnti (366 milioni di euro), sia al decremento del valore dei contratti derivati attivi non correnti (121 milioni di euro).

Il **capitale circolante netto** è negativo per 1.395 milioni di euro e registra un incremento di 887 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. La variazione è riferibile:

> per 873 milioni di euro all'aumento delle "altre passività correnti nette" per effetto principalmente del debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2016 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta del 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017 (915 milioni di euro);

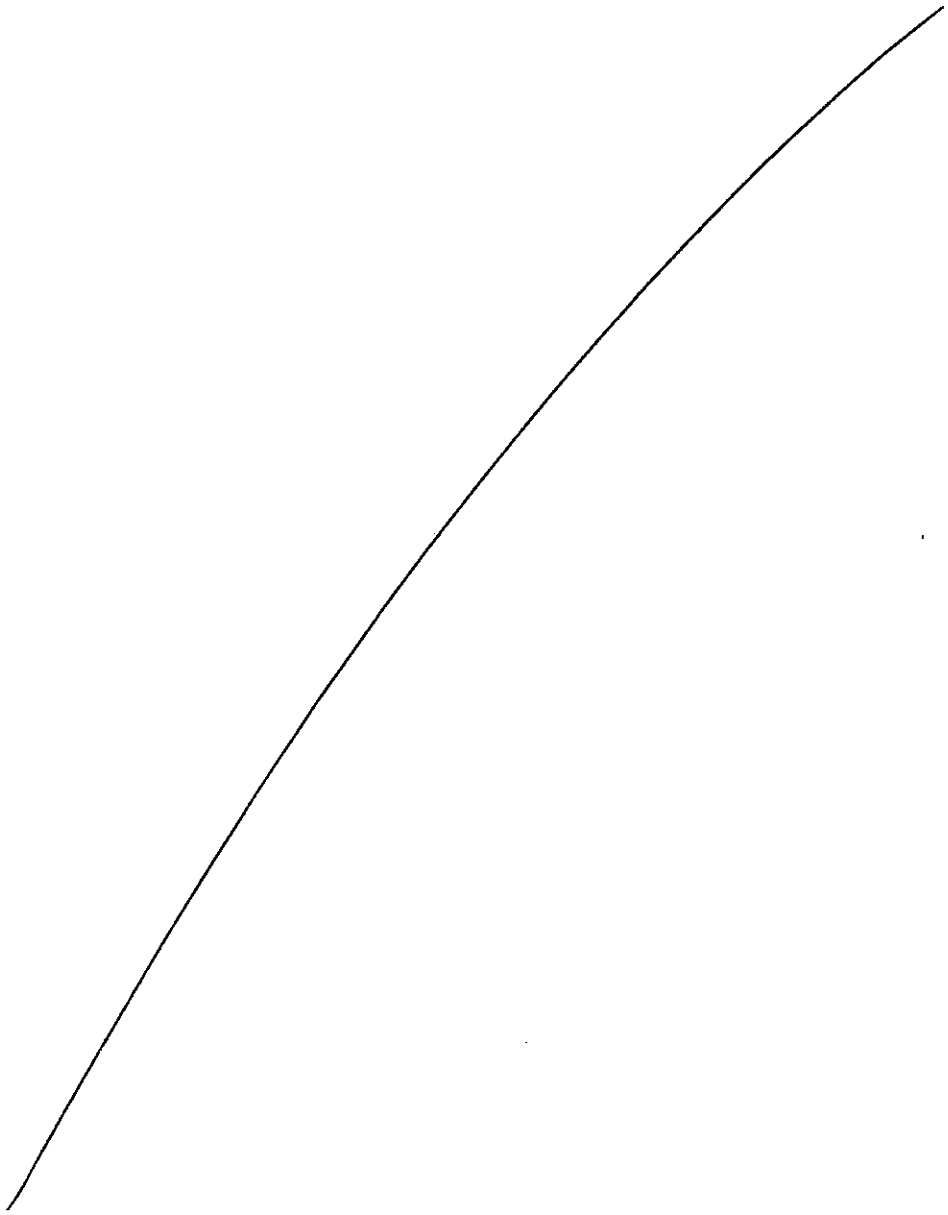
> per 28 milioni di euro al decremento dei crediti commerciali, principalmente verso le società del Gruppo per i servizi di indirizzo e coordinamento svolti da Enel SpA;

> per 14 milioni di euro alla diminuzione dei debiti commerciali.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2016 è pari a 40.755 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 26.916 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 13.839 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 26.916 milioni di euro al 31 dicembre 2016 e presenta un incremento di 2.036 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile all'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA che ha determinato un aumento del capitale sociale e della riserva da sovrapprezzo azioni (rispettivamente di 764 milioni di euro e di 2.204 milioni di euro), alla distribuzione sia del dividendo dell'esercizio 2015 (complessivamente pari a 1.627 milioni di euro), sia dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 (complessivamente pari a 915 milioni di euro), nonché alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2016 (1.610 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 13.839 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 51,4% (53,9% a fine 2015).



Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	50	-	50
- obbligazioni	12.414	14.503	(2.089)
- quote accollate e finanziamenti ricevuti da società controllate	1.200	-	1.200
Indebitamento a lungo termine	*13.664*	*14.503*	*(839)*
- crediti finanziari verso terzi	(5)	(5)	-
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	(27)	(72)	45
Indebitamento netto a lungo temine	**13.632**	**14.426**	**(794)**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	973	3.062	(2.089)
- indebitamento a breve verso banche	810	2	808
- cash collateral ricevuti	1.107	1.669	(562)
Indebitamento a breve termine	*2.890*	*4.733*	*(1.843)*
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(1)	-	(1)
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(45)	(46)	1
- altri crediti finanziari a breve	(6)	(8)	2
- cash collateral versati	(1.012)	(86)	(926)
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	1.419	331	1.088
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(3.038)	(5.925)	2.887
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**207**	**(1.001)**	**1.208**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**13.839**	**13.425**	**414**

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2016 risulta pari a 13.839 milioni di euro e registra un incremento di 414 milioni di euro, come risultato del peggioramento dell'esposizione netta a breve termine per 1.208 milioni di euro, in parte compensato dal decremento dell'indebitamento finanziario netto a lungo termine per 794 milioni di euro.

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2016 che hanno avuto impatto sull'indebitamento sono state:

- il rimborso per 3.000 milioni di euro di due prestiti obbligazionari, di cui 2.000 milioni di euro a tasso fisso e 1.000 milioni di euro a tasso variabile, emessi nel 2010, nell'ambito di un'offerta paneuropea di obbligazioni riservate ai risparmiatori retail e giunti a scadenza il 26 febbraio 2016;
- un'offerta volontaria non vincolante, promossa il 14 gennaio 2016 e conclusa il 20 gennaio 2016, avente a oggetto il riacquisto per cassa di obbligazioni, emesse dalla stessa Enel, per un importo pari a 750 milioni di euro, nell'ottica di una strategia volta all'ottimizzazione della struttura delle passività della Società mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito;
- il rimborso per 64 milioni di euro di quattro tranche dei prestiti obbligazionari INA e ANIA;
- l'assegnazione per 1.200 milioni di euro, nell'ambito della già citata operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA, di una passività rappresentata da un finanziamento a lungo termine, a tasso fisso, inizialmente nei confronti della controllata Enel Green Power International BV e, successivamente all'operazione di scissione da Enel Green Power International BV, di attività e passività in favore di Enel Finance International NV nei confronti di quest'ultima;
- la stipula di un contratto di finanziamento con UniCredit SpA per un importo massimo di 500 milioni di euro, fruibile in tre tranche fino al 15 marzo 2017, con scadenza finale il 15 luglio 2020 e utilizzato al 31 dicembre 2016 per 50 milioni di euro.

Si evidenzia che le disponibilità liquide, pari a 3.038 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2015, un decremento per complessivi 2.887 milioni di euro, principalmente dovuto agli effetti del rimborso e del riacquisto dei prestiti obbligazionari sopracitati, nonché alla normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel SpA.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**5.925**	**6.972**	**(1.047)**
Cash flow da attività operativa	2.511	1.062	1.449
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(409)	(560)	151
Cash flow da attività di finanziamento	(4.989)	(1.549)	(3.440)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**3.038**	**5.925**	**(2.887)**

Nel corso dell'esercizio 2016 il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per 4.989 milioni di euro (pari a 1.549 milioni di euro nel 2015). In particolare, tale risultato risente principalmente sia dei rimborsi dei prestiti obbligazionari e del riacquisto di obbligazioni proprie (complessivamente pari a 3.848 milioni di euro), sia del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2015 (1.627 milioni di euro).

Il cash flow da attività di investimento ha assorbito liquidità per 409 milioni di euro (pari a 560 milioni di euro nel 2015), ed è stato essenzialmente generato dalla ricapitalizzazione, dagli apporti in conto capitale e dalla capitalizzazione degli oneri accessori sulla partecipazione detenuta in OpEn Fiber SpA (complessivamente pari a 360 milioni di euro), nonché dall'acquisto da parte di Enel SpA dei diritti di recesso e dei diritti di vendita riconosciuti agli azionisti di Enel Green Power SpA che non avevano concorso all'approvazione dell'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA (26 milioni di euro).

I citati fabbisogni derivanti dall'attività di finanziamento e di investimento sono stati fronteggiati dall'apporto del cash flow generato dall'attività operativa che, positivo per 2.511 milioni di euro (pari a 1.062 milioni di euro nel 2015), riflette essenzialmente l'incasso dei dividendi dalle società partecipate (2.882 milioni di euro) e l'utilizzo delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2016 si attestano a 3.038 milioni di euro (5.925 milioni di euro al 1° gennaio 2016).

Fatti di rilievo del 2016

1.1 Integrazione con Enel Green Power e riorganizzazione Business Line "Energie Rinnovabili"

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"), dopo che poche ore prima la stessa operazione era stata approvata dall'Assemblea straordinaria di EGP. 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 a 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 stato 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, e contestualmente le annulli ai sensi degli artt. 2504 *ter*, comma 2, e 2506 *ter*, comma 5, del codice civile.

L'atto di scissione è stato successivamente stipulato in data 25 marzo 2016, con data di efficacia posticipata allo scadere dell'ultimo istante del 31 marzo 2016.

Gli azionisti di EGP che non avevano concorso all'approvazione della Scissione sono stati legittimati a esercitare il diritto di recesso, ai sensi dell'art. 2437, comma 1, lett. a), del codice civile ("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, del codice civile ("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, del codice civile, pari a euro 1,780 per ciascuna azione EGP. Al termine del periodo di offerta, tali diritti sono stati validamente esercitati per complessive n. 16.428.393 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 (di cui n. 14.951.772 azioni sono state acquistate da Enel per un controvalore di 26,6 milioni di euro). L'indicato controvalore totale delle azioni è, pertanto, infe-

riore alla soglia di 300 milioni di euro, che era stata posta come condizione sospensiva per il perfezionamento della Scissione.

A seguito del completamento della Scissione, tutte le n. 1.570.621.711 azioni ordinarie EGP detenute dagli azionisti EGP diversi da Enel sono state annullate e concambiate con azioni ordinarie Enel di nuova emissione, in applicazione del rapporto di cambio di 0,486 azioni Enel per ciascuna azione EGP portata in concambio, senza conguagli in denaro. In favore di Enel sono state destinate – e contestualmente annullate in ossequio al divieto di cui all'art. 2504 *ter*, comma 2, del codice civile, come richiamato dall'art. 2506 *ter*, comma 5, del codice civile – complessive n. 1.005.717.849 azioni ordinarie Enel, a fronte dell'annullamento, in sede di concambio, di complessive n. 2.069.378.289 azioni ordinarie EGP detenute dalla stessa Enel e riferibili al compendio oggetto della Scissione. Pertanto, a fronte dell'emissione di n. 763.322.151 nuove azioni ordinarie Enel destinate ai soci di EGP diversi da Enel, il capitale sociale di Enel è stato aumentato di nominali Euro 763.322.151 e risulta quindi pari a Euro 10.166.679.946, interamente sottoscritto e versato, e dunque suddiviso in n. 10.166.679.946 azioni ordinarie dal valore nominale di Euro 1 ciascuna.

Le azioni EGP sono state negoziate sul mercato italiano fino alla chiusura dei mercati del 31 marzo 2016 e sui mercati spagnoli fino alla chiusura dei mercati del 30 marzo 2016, mentre a decorrere dal 1° aprile 2016 ha avuto inizio la negoziazione delle azioni Enel di nuova emissione sul mercato italiano.

Nei mesi successivi, ai fini di riorganizzare coerentemente all'intero Gruppo la Business Line dedicata alle energie rinnovabili, sono state implementate le seguenti principali operazioni societarie:

- scissione, con efficacia 25 ottobre 2016, di parte del business finanziario di Enel Green Power International (EGPI) in favore di Enel Finance International: per effetto di tale scissione, nel patrimonio di EGPI erano incluse principalmente le partecipazioni nelle società estere che operano nel settore delle energie rinnovabili;
- fusione transfrontaliera per incorporazione, con efficacia 26 ottobre 2016, di EGPI in Enel Green Power.

La realizzazione delle sopracitate operazioni consente la gestione integrata del business delle energie rinnovabili attraverso: (i) la razionalizzazione della catena societaria che consente di focalizzare il business delle rinnovabili, principalmente, sotto un'unica società controllata interamente da Enel, individuata in EGP; (ii) compatibilmente con le diverse normative locali, la semplificazione della governance a livello sia di Gruppo Enel sia di Global Renewable Energies, con un unico processo decisionale incentrato su EGP, in grado di rispondere alle mutevoli esigenze del business; e (iii) il conseguente controllo strategico, gestionale e tecnico-operativo in capo a un'unica società all'interno del settore delle rinnovabili.

14 gennaio

Riacquisto di obbligazioni

Il 14 gennaio 2016 Enel, nel contesto dell'ottimizzazione della struttura delle passività mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito, ha lanciato un'offerta volontaria non vincolante, avente a oggetto il riacquisto per cassa fino a un ammontare nominale complessivo pari a 500 milioni di 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 e 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.

20 gennaio

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 contractor 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.

26 gennaio

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 princípi 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, che pone al centro l'utente e l'utilizzo tramite applicazioni mobili. Nel corso del 2016 è stato finalizzato l'aggiornamento dell'intera presenza online di Gruppo.

10 febbraio

Programma di start up in Israele

In data 10 febbraio 2016 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.

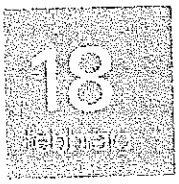
Successivamente, in data 11 luglio 2016, Enel ha lanciato il suo hub per l'innovazione in Israele a Tel Aviv. Enel ha scelto di collaborare con SOSA & The Junction, una delle community per l'innovazione di maggior successo in Israele, con l'obiettivo di creare uno sportello unico in grado di offrire soluzioni alle start up israeliane disposte a sviluppare e realizzare prodotti e servizi all'avanguardia con ricadute economiche e sociali. Enel Innovation Hub si propone di fare scouting ogni anno per individuare fino a 20 start up israeliane ad alto potenziale offrendo loro un programma di supporto dedicato.

17 febbraio

Protocollo d'intesa tra Architetti ed Enel Energia

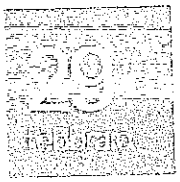
Il 17 febbraio 2016 è stato siglato un Protocollo d'intesa tra il Consiglio Nazionale degli Architetti, Pianificatori, Paesaggisti e Conservatori ed Enel Energia. Obiettivi di tale Protocollo sono promuovere le riqualificazioni energetiche degli edifici e la loro qualità architettonica, nonché politiche e 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 integra-

zione 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 e autorizzative. Principio base dell'accordo è infatti che formazione e ricerca siano fattori strategici prioritari per la crescita e il progresso, e occorra quindi investire in tale settore in una prospettiva adeguata alle esigenze del sistema socio-economico e produttivo delle singole realtà locali.



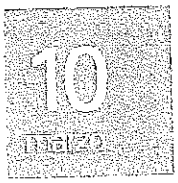
Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in Perù

In data 18 febbraio 2016 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 a 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 a 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, un'area a elevata ventosità. Una volta completato, Nazca genererà circa 600 GWh ogni anno, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 370.000 tonnellate di CO_2. Il progetto fotovoltaico Rubi da 180 MW sarà costruito nel distretto di Moquegua, nella zona meridionale del Perù, 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 270.000 tonnellate di CO_2. 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. Una volta in esercizio, l'impianto produrrà annualmente circa 140 GWh, evitando l'emissione in atmosfera di quasi 109.000 tonnellate di CO_2.



Cessione di Hydro Dolomiti Enel

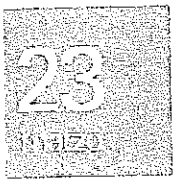
Il 29 febbraio 2016 si è perfezionata la cessione dell'intera partecipazione posseduta dalla controllata Enel Produzione in Hydro Dolomiti Enel ("HDE"), pari al 49% del capitale di HDE, a Fedaia Holdings, società lussemburghese controllata da Macquarie European Infrastructure Fund 4 ("MEIF4"). Il corrispettivo 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 Holdings. La partecipazione di Enel Produzione in HDE è stata ceduta alla società italiana Fedaia Investments Srl, designata come acquirente da Fedaia Holdings 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.



Enel Green Power aggiudicataria della qualifica di miglior offerente in Marocco

In data 10 marzo 2016 Enel Green Power ("EGP"), in consorzio con la società energetica marocchina Nareva Holding ("Nareva") e il produttore tedesco di turbine eoliche Siemens Wind Power, si è aggiudicata la qualifica di miglior offerente nell'ambito della gara "2nd phase wind integrated project" indetta dalla utility marocchina ONEE (Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable). Al consorzio è stato pertanto preassegnato il diritto di sviluppare, progettare, finanziare, costruire, gestire e manutenere cinque progetti eolici in Marocco con una capacità installata totale di 850 MW. L'assegnazione sarà confermata successivamente alla firma dei contratti di vendita dell'energia generata dai parchi. Dei cinque progetti, Midelt (150 MW), Tanger (100 MW) e Jbel Lahdid (200 MW) si trovano nel nord del Marocco, mentre Tiskrad (300 MW) e Boujdour (100 MW) sono ubicati nel sud del Paese.
EGP e Nareva costituiranno e deterranno la proprietà di cinque società proprietarie dei progetti mentre Siemens Wind Power fornirà le turbine eoliche con diversi componenti prodotti localmente.
La costruzione dei cinque impianti richiederà un investimento totale di circa 1 miliardo di euro. EGP finanzierà il costo

del progetto corrispondente alla propria partecipazione azionaria (50%) attraverso una combinazione di equity e debito, quest'ultimo mediante project finance facility erogate da istituzioni finanziarie internazionali. I parchi eolici dovrebbero essere completati ed entrare in funzione tra il 2017 e il 2020. In linea con quanto stabilito dalla gara, l'energia generata dai cinque parchi eolici sarà venduta a ONEE attraverso contratti di acquisto ventennali.



Operazione OpEn Fiber e successivo acquisto di Metroweb

In data 23 marzo 2016 il Consiglio di Amministrazione di Enel ha esaminato e condiviso il piano strategico di Enel OpEn Fiber SpA ("EOF"), la società costituita da Enel nel dicembre 2015 per realizzare e gestire infrastrutture in fibra ottica a banda ultralarga su tutto il territorio nazionale.

EOF agirà come operatore wholesale only, ossia come soggetto operante esclusivamente nel mercato all'ingrosso, che realizza l'infrastruttura che sarà dedicata all'utilizzo da parte di altri operatori autorizzati.

Il piano di EOF, in linea con l'Agenda Digitale Europea e la Strategia Italiana per la banda ultralarga, prevede che EOF realizzi, attraverso varie fasi da rilasciare in sequenza, la rete di telecomunicazioni in fibra ottica in 224 città italiane situate nelle aree a successo di mercato (c.d. "cluster A e B"). Tale rete sarà realizzata interamente in fibra ottica fino a casa del cliente, in modalità FTTH (Fiber to the home).

Nell'ambito dei primi anni del piano, è prevista la copertura ad altissima velocità di circa 7,5 milioni di abitazioni, contribuendo così a colmare il ritardo digitale dell'Italia.

Il piano nelle sue fasi prevede investimenti, da approvare gradatamente, per circa 2,5 miliardi di euro dedicati allo sviluppo della rete, aperto alla partecipazione di altri investitori.

Il Consiglio di Amministrazione di Enel ha inoltre condiviso la lettera d'intenti tra EOF, Vodafone e Wind, finalizzata, attraverso una serie di passi successivi, a definire una partnership strategica e commerciale per lo sviluppo della rete di telecomunicazioni a banda ultralarga sul territorio nazionale.

In data 10 ottobre 2016 sono stati sottoscritti gli accordi vincolanti relativi all'operazione volta all'integrazione tra EOF e il gruppo facente capo a Metroweb Italia ("Metroweb").

Tale operazione prevede nell'ordine:

> un apporto di capitale a favore di EOF da parte di Enel e CDP Equity SpA ("CDPE"), affinché EOF possa disporre delle risorse necessarie per l'acquisto della totalità del capitale di Metroweb. A esito di tale apporto di capitale, Enel e CDPE verranno a detenere una partecipazione paritetica nel capitale di EOF;
> l'acquisto da parte di EOF della totalità del capitale di Metroweb, detenuto da F2i SGR SpA ("F2i") e da FSI Investimenti SpA, per un corrispettivo di circa 714 milioni di euro;
> la fusione per incorporazione di Metroweb e delle società da essa interamente controllate nella società del gruppo denominata Metroweb SpA;
> la successiva fusione per incorporazione di Metroweb SpA in EOF.

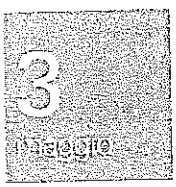
Inoltre, Enel e CDPE hanno concesso a F2i l'opzione di reinvestire nella società emergente dalla fusione, mediante l'acquisizione dalle medesime Enel e CDPE di una partecipazione fino al 30% del capitale della società. Il prezzo di esercizio di tale opzione sarà basato sul valore dell'acquisizione di Metroweb da parte di EOF.

Viene ribadito che EOF, così come strutturata mediante tale operazione, sarà controllata congiuntamente da Enel e CDPE (anche in caso di reinvestimento di F2i) e sarà pertanto consolidata da Enel secondo il metodo del patrimonio netto.

L'attuazione dell'operazione permetterà a EOF di:

> accelerare lo sviluppo del progetto di realizzazione della rete in fibra ottica;
> ampliare il perimetro di cablaggio, sviluppando un'offerta commerciale che includa le più importanti città italiane e, quindi, che risulti di interesse per tutti gli operatori alternativi che apprezzano un progetto su scala nazionale (si ricorda che il gruppo Metroweb ha cablato la città di Milano e sta cablando le città di Bologna e Torino);
> sfruttare determinate competenze industriali e il know-how sviluppati dal gruppo Metroweb;
> migliorare il profilo finanziario del progetto e, quindi, le sue opportunità di finanziamento.

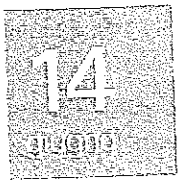
In data 20 dicembre 2016 OpEn Fiber ("OF"), nuova ragione sociale di EOF, ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale sociale di Metroweb per un corrispettivo pari a circa 714 milioni di euro.



Acquisizione del 40% di alcuni parchi eolici in Calabria

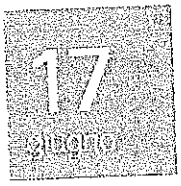
In data 3 maggio 2016 Enel Green Power, già proprietaria del 60% del capitale sociale di Maicor Wind, ha acquisito il restante 40% da PLT energia, divenendo così unico socio della

società titolare di due parchi eolici in Calabria per un totale di 64 MW di capacità installata. I due impianti, in esercizio dal 2011, sono ubicati nei comuni di Maida, Cortale (56 MW) e San Floro (8 MW), in provincia di Catanzaro.



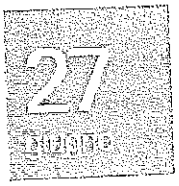
Enel entra in Zambia con l'aggiudicazione di 34 MW fotovoltaici in una gara pubblica

Il 14 giugno 2016 Enel, attraverso Enel Green Power, si è aggiudicata il diritto di sviluppare, finanziare, costruire e gestire il progetto per la realizzazione di un impianto solare fotovoltaico da 34 MW in Zambia, a seguito della prima gara del programma per lo sviluppo del solare Scaling Solar promossa dalla società per lo sviluppo industriale dello Zambia Industrial Development Corporation Limited ("IDC"). Mosioa-Tunya si trova nella Lusaka South Multi-Facility Economic Zone, nel sud dello Zambia, e segna l'ingresso di Enel nel mercato delle rinnovabili del Paese.
Per la realizzazione dell'impianto Enel investirà circa 40 milioni di dollari statunitensi, mentre il progetto potrà fare affidamento sull'accordo di fornitura (PPA) di 25 anni che prevede la vendita di tutta l'energia prodotta dall'impianto all'utility statale ZESCO. Il progetto, di proprietà di una società appositamente creata in cui IDC avrà una quota di minoranza del 20%, come previsto dal regolamento di gara, dovrebbe entrare in esercizio nel secondo trimestre del 2017 e genererà circa 70 GWh l'anno.



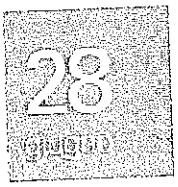
Enel e DCNS inaugurano un centro di ricerca e innovazione per le energie marine in Cile

In data 17 giugno 2016 Enel, attraverso la sua controllata Enel Green Power Chile, e il gruppo francese DCNS hanno dato il via alle attività del centro di ricerca e innovazione per le energie marine, il cui nome è Marine Energy Research and Innovation (MERIC) alla presenza del Ministro dell'Energia cileno. MERIC è un innovativo centro di eccellenza a livello mondiale per lo sviluppo dell'energia marina, supportato dall'Organizzazione per lo sviluppo economico del Governo cileno CORFO (*Corporación de Fomento de la Producción*).
L'inaugurazione dà il via alla prima linea di attività di MERIC che si concentrerà sull'analisi dei bio-fouling e l'impatto ambientale delle energie marine. L'attività di ricerca sarà svolta presso il laboratorio di ricerca marina della Pontificia Universidad Católica de Chile, ECIM (Estación Costera de Investigaciones Marinas) che si trova a Las Cruces, nella regione di Valparaíso.



Enel presenta Enel Open Meter, il nuovo contatore elettronico

Il 27 giugno 2016 Enel ha presentato alla Triennale di Milano Enel Open Meter, il nuovo contatore 2.0. Lo smart meter di seconda generazione è uno degli elementi di punta della strategia "Open Power" di Enel, un processo di rinnovamento verso un concetto di energia aperta, accessibile, tecnologicamente all'avanguardia, sostenibile.
Il nuovo contatore verrà installato in 32 milioni di case e aziende, a partire dall'autunno prossimo, e sostituirà il contatore elettronico di prima generazione, subentrato a partire dal 2001 a quello elettromeccanico.
Il contatore di seconda generazione è il risultato di un percorso che tiene conto di quanto avvenuto negli ultimi anni sul mercato e dell'evoluzione tecnologica nel campo della misura e della telegestione. Enel Open Meter si attiene alle specifiche per i nuovi misuratori previste dalla delibera n. 87/2016 dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, che ha stabilito anche una serie di indicatori di performance.
Tra le caratteristiche innovative del nuovo smart meter, si segnalano il cambio di fornitura più veloce, il superamento delle fasce orarie predefinite e la disponibilità di dati sul comportamento energetico per un maggiore risparmio. La rilevazione dei dati del cliente ogni 15 minuti, per esempio, permetterà di avere un quadro via via più aggiornato dei prelievi di energia giornalieri e dei comportamenti di consumo dei clienti, sempre più consapevoli e attenti a una maggiore efficienza energetica.



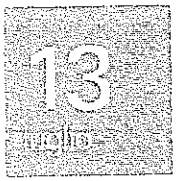
Enel e la cinese BYD insieme per gli e-bus e l'energy storage

In data 28 giugno 2016 Enel ha firmato un accordo quadro globale di cooperazione con l'azienda cinese BYD, leader nella costruzione di veicoli elettrici e batterie al litio, per lo sviluppo a livello mondiale di progetti comuni nella mobilità elettrica e nell'energy storage.
L'accordo, firmato in Cina a Shenzhen, aprirà la strada a possibili progetti di cooperazione su bus elettrici e altri servizi di

trasporto, nonché su applicazioni residenziali, commerciali e industriali basate sulle batterie al litio di BYD.

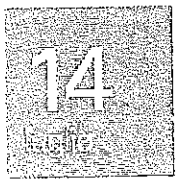
Per quanto riguarda la mobilità elettrica, Enel e BYD hanno concordato di fare leva sulle tecnologie sviluppate da entrambe le aziende nella ricarica dei veicoli e nella mobilità elettrica, ma anche di esplorare soluzioni integrate e sinergie per una possibile offerta congiunta alle città interessate nelle aree dove siano presenti Enel o BYD. Inoltre, Enel e BYD esploreranno insieme opportunità di finanziamento per vendere soluzioni chiavi in mano composte dai bus elettrici di BYD e dalle infrastrutture Enel per le stazioni di ricarica e il rifornimento elettrico.

Nel campo dell'energy storage, Enel e BYD hanno concordato di valutare opportunità di business in mercati di interesse, utilizzando la tecnologia e le soluzioni BYD per applicazioni a fini residenziali, commerciali e industriali.



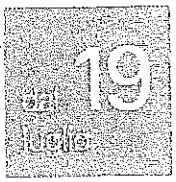
Cessione di Enel Longanesi Developments

Il 13 luglio 2016 Enel ha perfezionato la vendita di tutte le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas, detenute attraverso la sua controllata al 100% Enel Longanesi Developments, ad AleAnna Europa Srl, filiale della statunitense AleAnna Resources, operante nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi. Il massimo corrispettivo per la vendita è di 30 milioni di euro, di cui una parte, pari a circa 7 milioni di euro, è stata incassata immediatamente, mentre la quota restante potrà essere incassata, in funzione dei prezzi del mercato del gas, in più tranche a partire dall'entrata in produzione del giacimento di gas Longanesi in Emilia-Romagna, prevista per il 2018.



Aggiudicazione di una gara per energie rinnovabili in Indonesia

Il 14 luglio 2016 Enel Green Power ("EGP"), in consorzio con l'indonesiana PT Optima Nusantara Energi ("PT ONE"), specializzata nello sviluppo di progetti geotermici, si è aggiudicata il diritto di esplorazione e realizzazione del progetto da 55 MW di Way Ratai, situato nell'omonima area che si trova nella provincia di Lampung, in Indonesia. Il progetto, aggiudicato in seguito alla gara indetta lo scorso dicembre dal Ministero dell'Energia e Risorse Minerali, sarà il primo sviluppato da Enel nel Paese e segnerà l'ingresso dell'azienda nel mercato delle rinnovabili indonesiano. Per la fase di esplorazione di Way Ratai Enel investirà fino a 30 milioni di dollari statunitensi, come previsto dai programmi di investimento dell'ultimo Piano Strategico di Gruppo. La realizzazione dell'impianto geotermico, che dipenderà dai risultati dell'esplorazione, sarà completata e messa in esercizio nel 2022. EGP e PT ONE creeranno appositamente per il progetto una società, di cui EGP avrà la quota di maggioranza. In accordo con il regolamento di gara, l'energia prodotta dall'impianto, che si prevede ammonti a circa 430 GWh all'anno, sarà venduta all'utility statale PLN in base a un accordo di vendita trentennale (Power Purchase Agreement - PPA).



Convenzione per la banda larga in alcuni Comuni italiani

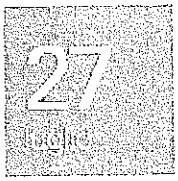
Nel secondo semestre del 2016 Enel OpEn Fiber ("EOF") ha stipulato una serie di accordi con i primi Comuni italiani interessati alla posa di fibra ottica. In particolare:

- il 19 luglio 2016 è stato siglato l'accordo con il Comune di Catania con un piano che prevede l'inizio dei lavori a settembre 2016, con una copertura del 50% delle unità immobiliari entro giugno 2017 e dell'80% entro fine settembre del 2018 per un totale di 115.000 unità immobiliari cablate, 200 chilometri di rete interrata e 360 chilometri di rete aerea;
- in data 16 agosto 2016 il Comune di Venezia ed EOF hanno firmato la prima convenzione che permette la posa di fibra ottica sull'intero territorio comunale. Il piano di EOF per la città di Venezia prevede l'inizio dei lavori a settembre 2016, con una copertura del 50% delle unità immobiliari entro settembre 2017 e dell'80% entro metà del 2018 per un totale di circa 120.000 unità immobiliari cablate, circa 600 chilometri di rete interrata e circa 500 chilometri di rete aerea;
- il 12 ottobre 2016 analoga convenzione è stata stipulata con il Comune di Padova ove si prevede una copertura del 50% delle unità immobiliari entro giugno 2017 e dell'80% entro maggio 2018, per un totale di circa 116.000 unità immobiliari cablate, circa 560 chilometri di rete interrata e circa 210 chilometri di rete aerea;
- il 24 ottobre 2016 è stato sottoscritto l'accordo con il Comune di Cagliari, per il quale il piano prevede una copertura del 50% delle unità immobiliari entro luglio 2017 e

dell'80% entro marzo 2018, per un totale di circa 66.000 unità immobiliari cablate, circa 440 chilometri di rete interrata e circa 60 chilometri di rete aerea;

- analogo accordo è stato poi siglato il 15 novembre 2016 per il Comune di Bari. Il piano di EOF per Bari prevede una copertura del 50% delle unità immobiliari entro settembre del 2017 e dell'80% entro settembre del 2018, per un totale di circa 120.000 unità immobiliari cablate e circa 600 chilometri di rete, di cui 400 interrati.

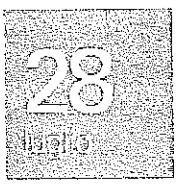
La fibra, in grado di supportare velocità di trasmissione a 1 Gbps sia in download sia in upload, verrà portata fino a casa dei clienti in modalità Fiber to the Home (FTTH). Le attività di posa della fibra conteranno sul sostegno dei Comuni interessati per la realizzazione celere dei lavori.



Enel Green Power International cede Enel Green Power España a Endesa Generación

In data 27 luglio 2016 Enel Green Power International ("EGPI"), società interamente posseduta da Enel, ed Endesa Generación, società interamente posseduta da Endesa, hanno sottoscritto e dato contestuale esecuzione all'accordo per la cessione, da parte di EGPI, del 60% del capitale di Enel Green Power España ("EGPE") a Endesa Generación, che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Il corrispettivo versato da Endesa Generación per la quota di capitale acquisita è risultato pari a 1.207 milioni di euro.

Ai fini della determinazione del corrispettivo, i consigli di amministrazione di EGPI e di Endesa hanno adottato metodi di valutazione comunemente utilizzati a livello internazionale e si sono avvalsi di advisor finanziari di riconosciuta professionalità, i quali hanno rilasciato in proposito apposite fairness opinion. Nel rispetto della normativa spagnola di riferimento, il consiglio di amministrazione di Endesa ha approvato l'operazione previo parere favorevole del Comité de Auditoría y Cumplimiento e con il voto espresso esclusivamente da parte dei consiglieri indipendenti.

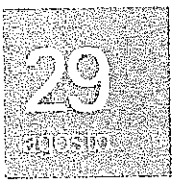


Cessione a EPH del 50% della partecipazione in Slovenské elektrárne

Il 28 luglio 2016 Enel Produzione ha finalizzato la cessione a EP Slovakia, società controllata da Energetický a průmyslový holding ("EPH") del 50% del capitale di Slovak Power Holding ("SPH"), società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne.

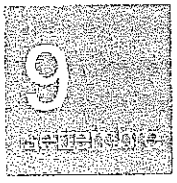
Tale cessione è intervenuta in esecuzione del contratto stipulato in data 18 dicembre 2015 tra Enel Produzione ed EP Slovakia, e rappresenta la prima fase della vendita dell'intera partecipazione posseduta da Enel Produzione in Slovenské elektrárne disciplinata dal contratto stesso: in particolare, la cessione in questione è avvenuta a valle del conferimento a SPH dell'intera partecipazione del 66% in precedenza posseduta direttamente da Enel Produzione nel capitale di Slovenské elektrárne e dell'ottenimento del nulla osta da parte dell'Autorità Antitrust dell'Unione Europea.

Il corrispettivo risulta determinato in 375 milioni di euro, di cui 150 milioni di euro pagati contestualmente a tale cessione e 225 milioni di euro da pagare al perfezionamento della seconda fase dell'operazione. Tale corrispettivo potrebbe subire variazioni in funzione dell'applicazione del meccanismo di conguaglio.



Nissan, Enel e Nuvve lanciano il primo HUB V2G al mondo interamente commerciale in Danimarca

In data 29 agosto 2016 è stato realizzato il primo hub V2G (vehicle-to-grid) al mondo, interamente commerciale in Danimarca, grazie alla collaborazione tra il costruttore automobilistico globale Nissan, la multinazionale dell'energia e pioniere delle smart grid Enel e Nuvve, la società californiana leader nella fornitura di servizi V2G. In particolare, Enel ha installato dieci unità V2G presso la sede della utility danese Frederiksberg Forsyning, che ha anche acquistato 10 Nissan e-NV200 van a zero emissioni. L'hub V2G contribuirà a stabilizzare la rete elettrica nazionale in Danimarca, offrendo servizi di capacità elettrica al gestore di rete Energinet.dk. Con l'utilizzo della tecnologia V2G, i veicoli elettrici svolgeranno un ruolo integrante nei sistemi di gestione dell'energia che consentirà di migliorare la stabilità della rete, promuovendo ulteriormente l'integrazione delle energie rinnovabili nel mix di generazione, un obiettivo chiave della strategia energetica globale di Enel.



ENEL confermata nel Dow Jones Sustainability World Index

Il 9 settembre 2016 il Gruppo Enel, per il tredicesimo anno con-

secutivo, è stato ammesso al Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World). È stata inoltre confermata la presenza di Endesa, controllata spagnola del Gruppo Enel. Enel ed Endesa sono due delle nove società di utility entrate a livello globale nel DJSI World. Tra le 316 società al mondo incluse nell'indice, Enel è una delle sei con sede in Italia.



OPA sul flottante di Endesa Américas e riassetto societario in America Latina

In data 13 settembre 2016, a valle della delibera del consiglio di amministrazione di Enersis Américas, riunitosi il giorno precedente, è avvenuto il lancio ufficiale di un'offerta pubblica di acquisto ("OPA") volontaria sulle azioni della società controllata Endesa Américas. In particolare, l'OPA ha a oggetto la totalità delle azioni e delle American Depositary Shares di Endesa Américas non possedute da Enersis Américas, pari a circa il 40,02% del capitale sociale di Endesa Américas, per le quali è stato offerto un corrispettivo pari a 300 pesos cileni per azione, per un esborso complessivo massimo pari a 984,7 miliardi di pesos cileni circa. Il periodo di offerta si è protratto dal 14 settembre al 28 ottobre 2016.

Si ricorda che l'OPA, preannunciata fin dal mese di novembre 2015 nell'ambito della riorganizzazione societaria del Gruppo Enel in America Latina, era finalizzata ad agevolare e supportare il buon esito della fusione per incorporazione di Endesa Américas e dell'altra controllata Chilectra Américas in Enersis Américas, operazione sulla base della cui approvazione ed efficacia la medesima offerta risulta condizionata. In particolare, l'OPA era volta a offrire in concreto alle minoranze azionarie di Endesa Américas la possibilità di liquidare le partecipazioni possedute a un prezzo predeterminato e in linea con quello di mercato nel caso in cui la fusione sopra indicata fosse stata realizzata.

In data 28 settembre 2016 le Assemblee straordinarie delle società cilene Enersis Américas, Endesa Américas e Chilectra Américas hanno approvato la fusione per incorporazione di Endesa Américas e Chilectra Américas in Enersis Américas, nonché il conseguente aumento del capitale di quest'ultima società e la modifica della relativa ragione sociale in "Enel Américas". In particolare, in base al progetto di fusione approvato dalle Assemblee straordinarie delle società coinvolte nell'operazione, è previsto che:

- gli azionisti di Endesa Américas ricevano 2,8 azioni di Enersis Américas per ciascuna azione di Endesa Américas da essi posseduta;
- gli azionisti di Chilectra Américas ricevano 4 azioni di Enersis Américas per ciascuna azione di Chilectra Américas da essi posseduta.

In data 31 ottobre 2016 le società controllate Enersis Américas, Endesa Américas e Chilectra Américas hanno annunciato che, essendo scaduto il termine per l'esercizio del diritto di recesso da parte dei rispettivi azionisti che non hanno concorso all'approvazione della fusione per incorporazione di Endesa Américas e Chilectra Américas in Enersis Américas, risultavano essersi avverate le condizioni sospensive cui l'indicata fusione risultava subordinata. In particolare:

- gli azionisti di Enersis Américas a ciò legittimati hanno esercitato il diritto di recesso entro il limite massimo del 10% del capitale di tale società post-fusione. Inoltre, a seguito dei recessi, nessun azionista risulta in concreto possedere una partecipazione superiore al limite di legge, fissato in misura pari al 65% del capitale di Enersis Américas;
- gli azionisti di Endesa Américas a ciò legittimati hanno esercitato il diritto di recesso entro il limite massimo del 10% del capitale di tale società;
- gli azionisti di Chilectra Américas a ciò legittimati hanno esercitato il diritto di recesso entro il limite massimo dello 0,91% del capitale di tale società.

In conformità con quanto deliberato dalle Assemblee straordinarie di Enersis Américas, Endesa Américas e Chilectra Américas tenutesi lo scorso 28 settembre, la fusione ha avuto effetto dal 1° dicembre, data a decorrere dalla quale Enersis Américas modificherà la propria ragione sociale in "Enel Américas SA". Tenuto conto dei recessi esercitati dagli azionisti di Enersis Américas, Endesa Américas e Chilectra Américas che non hanno concorso all'approvazione della fusione, nonché delle adesioni pervenute all'offerta pubblica di acquisto lanciata da Enersis Américas sul flottante di Endesa Américas, per effetto della fusione dal 1° dicembre Enel possiede indirettamente, attraverso società controllate, il 51,8% del capitale di Enel Américas.



Accordo di Tax Equity per il progetto eolico di Cimarron Bend negli Stati Uniti

In data 16 settembre 2016 Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA"), società del Gruppo Enel attiva nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti d'America, ha firmato, attraverso la controllata Cimarron Bend Wind Holdings, un accordo di Tax Equity del valore di circa 500 milioni di dollari statunitensi

per la realizzazione dell'impianto eolico da 400 MW di Cimarron Bend in Kansas con tre investitori: Bank of America Merrill Lynch, J.P. Morgan e MetLife.

L'accordo prevede che gli investitori conferiscano la somma stabilita a Cimarron Bend Wind Holdings, società proprietaria dell'impianto eolico, in cambio del 100% dei titoli partecipativi di "Classe B" relativi al progetto. Tale partecipazione consentirà ai tre investitori di ottenere, a determinate condizioni stabilite dalla legislazione fiscale degli Stati Uniti, una percentuale dei benefici fiscali che saranno riconosciuti al progetto di Cimarron Bend. EGPNA, attraverso Cimarron Bend Wind Holdings, manterrà invece a sua volta il 100% dei titoli partecipativi di "Classe A" e, quindi, la gestione del progetto.

L'impegno finanziario degli investitori è diventato effettivo al momento della firma dell'accordo e i fondi verranno versati in due fasi; la prima rata sarà versata a metà dell'opera di realizzazione del progetto da 400 MW e la seconda una volta completato il progetto stesso. L'accordo di Tax Equity sarà supportato da una parent company guarantee di Enel SpA.

L'impianto eolico di Cimarron Bend, la cui costruzione è iniziata ad aprile del 2016, dovrebbe entrare in esercizio nel 2017. La sua realizzazione richiederà un investimento di circa 610 milioni di dollari statunitensi, in linea con quanto previsto dall'ultimo Piano Strategico del Gruppo Enel.

20 settembre

Enel confermata nello STOXX Global ESG Leaders Index

In data 20 settembre 2016 il Gruppo Enel, per il terzo anno consecutivo, è stato ammesso nello STOXX Global ESG Leaders Index, che misura i risultati delle aziende in merito alle pratiche ambientali, sociali e di governance (ESG). Enel ha ottenuto un punteggio di 90,72/100 in ambito sociale, 88,93/100 in ambito di governance e 53,32/100 in ambito ambientale.

26 settembre

Enel entra nei Top 100 del nuovo indice Thomson Reuters su Diversità e Inclusione

In data 26 settembre 2016 il Gruppo Enel fa il suo ingresso nella Top 100 del nuovo Diversity and Inclusion Index di Thomson Reuters, che classifica oltre 5.000 aziende in termini di performance in materia di diversità e inclusione mediante i dati ambientali, sociali e di governance (ESG) raccolti da fonti quali le relazioni annuali, i siti web aziendali, i documenti di borsa, report sulla responsabilità aziendale e la stampa. Con un punteggio di 74,75, Enel si è guadagnata il 25° posto nell'indice creato dalla multinazionale dell'informazione economica Thomson Reuters, ottenendo un risultato molto positivo rispetto ai suoi omologhi in Italia e nel settore dell'energia. Il Gruppo è il primo delle cinque imprese italiane incluse nella Top 100, ed è una delle due utility elettriche e produttori indipendenti di energia, come definiti da Thomson Reuters, a entrare fra i Top 50.

28 settembre

Vendita di Marcinelle Energie

In data 28 settembre 2016 Enel ha siglato l'accordo per la vendita di Marcinelle Energie, società controllata al 100% da Enel Investment Holding, al fornitore di energia elettrica francese Direct Energie. Con la chiusura della transazione, prevista per i prossimi mesi, Enel uscirà dal mercato belga. Marcinelle Energie possiede e gestisce un impianto a ciclo combinato a gas (CCGT) di circa 400 MW in Belgio. La vendita si è poi effettuata il 30 dicembre 2016 per un corrispettivo totale di circa 36,5 milioni di euro, interamente versati. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

29 settembre

Aggiudicazione di gara per energie rinnovabili in Messico

Il 29 settembre 2016 Enel, attraverso la sua controllata Enel Green Power México, si è aggiudicata il diritto a firmare un contratto per la fornitura di energia e di certificati verdi con il progetto eolico Salitrillos, nell'ambito della seconda gara sulle energie rinnovabili promossa dal Ministero dell'Energia messicano.

Enel investirà circa 120 milioni di dollari statunitensi per la realizzazione del parco eolico in linea con gli investimenti previsti dall'attuale Piano Strategico della Società. L'impianto, situato nello Stato di Tamaulipas (nel nord-est del Messico), avrà una capacità installata totale di 93 MW e si prevede che sia completato entro il 2019; inoltre, sarà supportato da un contratto per la vendita alla Comisión Federal de Electricidad (CFE) di specifici volumi di energia per un periodo di 15 anni e dei relativi certificati verdi per un periodo di 20 anni.

10 novembre 2016

Acconto sul dividendo 2017

In data 10 novembre 2016 il Consiglio di Amministrazione ha disposto l'adozione di una politica di acconto sui dividendi, intesa a ottimizzare la remunerazione degli azionisti e a trovare applicazione già con riferimento ai risultati dell'esercizio 2016. Le motivazioni che hanno indotto il Consiglio di Amministrazione all'adozione di tale politica sono riconducibili:

> all'esigenza di allineare sotto tale profilo Enel alle principali utility con cui essa è confrontata dagli investitori. Difatti, un numero elevato delle società comprese nell'indice Euro STOXX Utilities che in concreto pagano un dividendo risulta avere adottato una politica di acconto sui dividendi;

> alla composizione dell'azionariato di Enel. Difatti, per un verso, larga parte del capitale di Enel è in mano a investitori istituzionali caratterizzati da uno stile di investimento cosiddetto "long-only", un numero significativo dei quali risulta guidato essenzialmente da valutazioni inerenti alla distribuzione dei dividendi (anche per quanto riguarda la relativa frequenza). La pratica di distribuzione di uno o più acconti sui dividendi, per altro verso, è assai diffusa negli Stati Uniti, dovendosi segnalare in proposito che una quota significativa del capitale di Enel è posseduta da investitori istituzionali statunitensi;

> a una valutazione positiva da parte degli investitori circa la capacità di Enel di assicurare stabilità dei flussi di cassa.

Nell'ambito della politica di acconto sui dividendi approvata dal Consiglio di Amministrazione è previsto, in particolare, che i dividendi vengano corrisposti agli azionisti in due tranche nel corso di ciascun esercizio. In linea con la prassi prevalente delle società comprese nell'indice Euro STOXX Utilities che risultano avere adottato una politica di acconto sui dividendi, si prevede che d'ora in avanti il pagamento dei dividendi da parte di Enel abbia luogo nei mesi di gennaio a titolo di acconto e di luglio a titolo di saldo. Tenuto conto di quanto sopra menzionato e del fatto che la Capogruppo ha conseguito nei primi nove mesi del 2016 un utile di periodo pari a 2.259 milioni di euro, il Consiglio di Amministrazione, anche alla luce della prevedibile evoluzione della gestione nel corso dell'ultimo trimestre, ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo in misura pari a 0,09 euro per azione. Tale acconto, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017, con "data stacco" della cedola n. 25 coincidente con il 23 gennaio 2017 e record date fissata al 24 gennaio 2017.

14 novembre 2016

EF Solare Italia acquista altri impianti in Italia

Il 14 novembre 2016 EF Solare Italia, joint venture paritetica tra Enel Green Power ("EGP") e il fondo infrastrutturale F2i, nata per sviluppare e consolidare il mercato del fotovoltaico in Italia, ha firmato un accordo per l'acquisizione di impianti fotovoltaici per 60 MW, detenuti in Italia da Etrion, operatore nel settore dell'energia solare quotato in Borsa a Toronto e Stoccolma.

I 17 impianti oggetto dell'acquisizione, il cui closing è stato poi effettuato il 15 dicembre 2016, sono dislocati tra Lazio (40,6 MW) e Puglia (19,3 MW) e nel 2015 hanno prodotto un totale di oltre 100 milioni di kWh di elettricità. L'acquisizione segue quella di altri 10 impianti e porta così EF Solare Italia a essere il primo operatore italiano nel comparto. Il portafoglio, composto in origine da 65 impianti in 12 differenti regioni (102 MW circa apportati dal EGP e 163 MW circa apportati da F2i, inclusivi di 58 MW in fase di conferimento), sale così oggi a 92 impianti con una capacità installata di circa 341 MW.

21 novembre 2016

Accordi con AISCAT e API per favorire la mobilità elettrica

Il 21 novembre 2016 Enel e AISCAT hanno siglato un protocollo d'intesa per avviare un tavolo di lavoro congiunto sulla mobilità elettrica lungo la rete autostradale nazionale a pedaggio. L'accordo prevede l'avvio di un programma di sperimentazione strategica, tecnologica e logistica di una rete di infrastrutture di ricarica elettrica veloce in aree di servizio. La sperimentazione durerà circa tre anni e comprenderà sia una fase di studi e analisi, sia una fase realizzativa pilota sul campo. Le aree di servizio dove saranno installate le infrastrutture di ricarica verranno individuate dalle singole concessionarie autostradali in collaborazione con Enel e AISCAT, partendo inizialmente dalla lista di stazioni approvate dall'Unione Europea nell'ambito del progetto EVA+ (Electric Vehicle Arteries). Le prime installazioni inizieranno nel 2017.

Il 15 dicembre 2016, invece, Enel Energia e Gruppo api han

no firmato un protocollo d'intesa per l'installazione di punti di ricarica veloce per vetture elettriche nelle stazioni di servizio a marchio IP. L'accordo prevede due fasi di realizzazione: nella prima, verranno installati i punti di ricarica veloce (E-corner) accanto alle pompe di benzina e gasolio in sei stazioni di servizio IP, tre a Roma e tre a Milano. Il progetto, subito al via con un test-pilota, prevede di arrivare all'operatività nella primavera del 2017. La seconda fase segnerà un ulteriore passo avanti con la trasformazione di altri due distributori di carburante IP, nelle stesse città, in E-Station Enel, vere e proprie stazioni di ricarica solo elettrica. Queste ultime saranno gestite da Enel e verranno realizzate in aree di servizio in fase di dismissione.



Trasformazione della partnership con General Electric

Il 21 novembre 2016 Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA"), società controllata attiva nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti, ha siglato una letter agreement con GE Energy Financial Services, unità di General Electric (NYSE: GE), in base alla quale le due società firmeranno un accordo per la vendita da parte di EGPNA dell'1% in EGPNA Renewable Energy Partners LLC ("EGPNA REP") alla stessa GE Energy Financial Services, per un corrispettivo che verrà determinato successivamente. A tale accordo è stata poi data esecuzione il 15 dicembre; a seguito della transazione, EGPNA ha ridotto la propria quota in EGPNA REP dal 51% al 50%, a fronte di un incremento di quella di GE Energy Financial Services dal 49% al 50%. Le due società hanno inoltre rivisto l'attuale LLC (Limited Liability Company) agreement, trasformando EGPNA REP in una joint venture paritaria. Grazie alla joint venture appena creata, gli Stati Uniti diventano il primo Paese in cui Enel attua la nuova strategia di crescita industriale sostenuta da un modello "Build, Sell and Operate" a minore intensità di capitale e destinata ad accelerare lo sviluppo del nostro ampio portafoglio di progetti a livello globale.



Aggiudicazione a Enel Energia del servizio di salvaguardia in nove regioni

In data 25 novembre 2016 Enel Energia si è aggiudicata la gara per l'approvvigionamento elettrico in regime di salvaguardia in nove regioni italiane (Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata) per il biennio 2017-2018, che corrispondono a quattro lotti di assegnazione nella gara nazionale indetta dall'Acquirente Unico.



Aggiudicazione di CELG

Il 23 dicembre 2016 la Banca Nazionale per lo Sviluppo del Brasile ("BNDES") ha confermato l'aggiudicazione alla controllata Enel Brasil ("Enel Brasil") della gara per l'acquisizione di circa il 94,8% del capitale di Celg Distribuição SA ("CELG"), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás.

L'offerta economica è stata pari a un corrispettivo di 2,187 miliardi di Reais brasiliani (pari a circa 637 milioni di euro). Fondata nel 1956 con sede legale a Goiânia, CELG (attualmente una controllata dell'azienda elettrica statale Eletrobras) opera su un territorio di oltre 337.000 chilometri quadrati mediante una concessione valida fino al 2045. La vendita di CELG rientra in un processo di privatizzazione lanciato dal Governo brasiliano. Il mercato di riferimento di CELG include 237 municipalità con una popolazione complessiva di circa 6,2 milioni di persone. CELG ha circa 2,9 milioni di clienti serviti attraverso una rete di oltre 200.800 chilometri.

La firma e il closing del contratto di compravendita sono previsti per il primo trimestre del 2017, dopo l'approvazione dell'autorità antitrust CADE e del regolatore elettrico ANEEL. A seguito del perfezionamento dell'operazione di compravendita del 94,8% circa del capitale della società, il restante 5,1% circa del capitale di CELG sarà offerto ai dipendenti in servizio e ai pensionati dell'azienda, mediante una procedura che consentirà a Enel Brasil di riscattare le azioni non acquisite dai dipendenti in servizio e dai pensionati, procedura i cui dettagli saranno resi noti in un momento successivo.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2016	2015
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)	0,18 [1]	0,14
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,44	3,35
Prezzo massimo dell'anno (euro)	4,19	4,46
Prezzo minimo dell'anno (euro)	3,40	3,44
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	4,02	3,96
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) [2]	40.910	37.220
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	10.167	9.403

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 16 marzo 2017 pari a 0,18 euro per azione (di cui 0,09 euro per azione deliberati quota acconto a novembre 2016 e messi in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017).
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		Corrente [1]	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE-MIB		10,70%	11,41%	9,05%	9,45%
- su indice Bloomberg World Electric		3,08%	3,26%	3,04%	2,89%
Rating:					
Standard & Poor's	Outlook	Stable	Stable	Positive	Stable
	M/L termine	BBB	BBB	BBB	BBB
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Stable	Stable	Stable	Negative
	M/L termine	Baa2	Baa2	Baa2	Baa2
	Breve termine	P2	P2	P2	P2
Fitch	Outlook	Stable	Stable	Stable	Stable
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB+	BBB+
	Breve termine	F2	F2	F2	F2

(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2017.

Nel corso del 2016 le condizioni dell'economia globale sono leggermente migliorate, anche se rimangono diversi fattori di incertezza che potrebbero pesare sulle prospettive di crescita. Tra questi, la normalizzazione della politica monetaria statunitense dove la Fed ha ridotto gli stimoli monetari esistenti, con conseguente impatto sull'evoluzione dei tassi di cambio che potrebbero far insorgere turbolenze nelle economie emergenti rallentando la crescita economica. In Europa resta elevata l'incertezza sulle trattative che definiranno i nuovi rapporti tra Unione Europea e Regno Unito.
Nell'area euro la crescita è proseguita e si è consolidata nel corso del 2016, anche se a un ritmo moderato, principalmente grazie alla spinta delle componenti interne della domanda alimentate dal prolungamento e potenziamento da parte della Banca Centrale Europea delle politiche espansive messe in atto negli anni precedenti. L'inflazione è risalita nel mese

di dicembre anche se rimane su valori inferiori rispetto agli obiettivi della BCE.

In Italia, la ripresa è proseguita gradualmente, grazie anche al miglioramento della domanda interna.

Nel complesso si valuta che i rischi per la crescita a livello globale siano ancora elevati. In particolare, rimane elevato il rischio che l'espansione economica possa risentire del manifestarsi del diffondersi di spinte protezionistiche, oltre che di possibili turbolenze nelle economie emergenti.

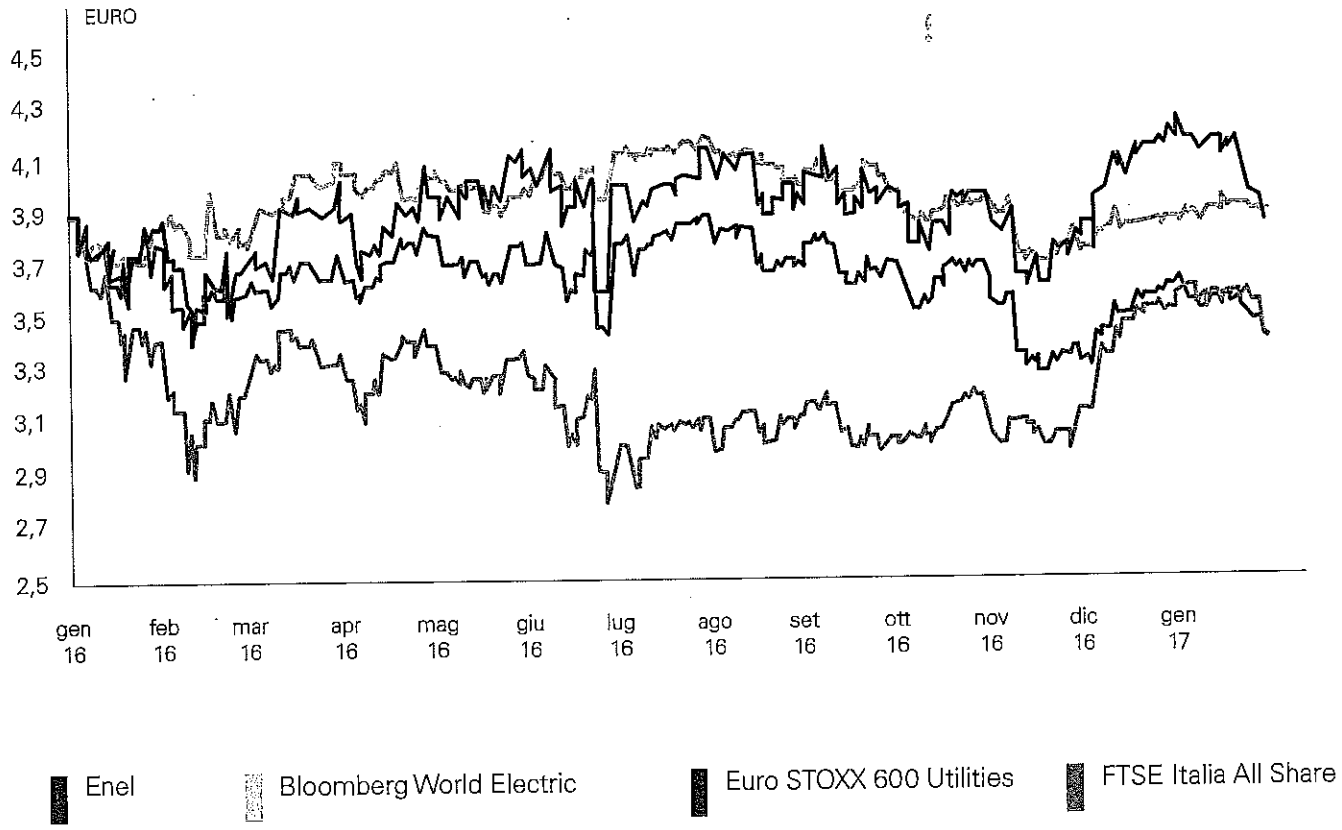
In tale contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2016 contrastati.

L'indice italiano FTSE Italia All Share ha registrato nell'anno una variazione negativa pari al 10%, come l'indice spagnolo Ibex35 che è sceso nel corso dell'esercizio del 2%. Viceversa, i principali indici dell'Europa continentale hanno registrato variazioni positive nel corso del 2016 (l'indice francese CAC40 +5%, il DAX30 tedesco +7%). Il settore delle utility dell'area euro ha chiuso l'esercizio in calo dell'8%. Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2016 si è concluso a quota euro 4,188 per azione, con un incremento del 7,6% rispetto all'anno precedente. Il titolo Enel è stato uno dei migliori nel settore delle utility a livello europeo registrando una sovraperformance significativa rispetto all'indice settoriale dell'area euro. Il 22 giugno 2016 è stato pagato il dividendo relativo agli utili 2015 per un importo pari a 16 centesimi di euro, in aumento del 14% rispetto ai dividendi distribuiti nell'esercizio precedente. Inoltre, il 10 novembre 2016, in occasione dell'approvazione del resoconto intermedio di gestione, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha inaugurato una politica di acconto sui dividendi che prevede la distribuzione di un acconto sul dividendo per l'esercizio 2016. In particolare, il 25 gennaio 2017 è stato liquidato un acconto pari a 0,09 euro ad azione per gli utili 2016, mentre il 26 luglio 2017 è previsto il pagamento del saldo del dividendo per lo stesso esercizio.

Al 31 dicembre 2016 l'azionariato Enel è composto per il 23,6% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 54,0% da investitori istituzionali e per il 22,4% da investitori individuali.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale alla sezione Investor Relations (https://www.enel.com/it/investors1.html) dove sono disponibili dati economico-finanziari, presentazioni, aggiornamenti in tempo reale sull'andamento del titolo, informazioni relative alla composizione degli organi sociali e il regolamento delle Assemblee, oltre ad aggiornamenti periodici sui temi di corporate governance. Sono anche disponibili punti di contatto specificamente dedicati agli azionisti individuali (numero telefonico: +39-0683054000; indirizzo di posta elettronica: azionisti.retail@enel.com) e agli investitori istituzionali (numero telefonico: +39-0683051; indirizzo di posta elettronica: investor.relations@enel.com).

Andamento titolo Enel e indici Bloomberg World Electric, Euro STOXX Utilities e FTSE Italia All Share, dal 1° gennaio 2016 al 31 gennaio 2017



Fonte: Bloomberg.

Il contesto economico energetico nel 2016

Andamento economico

Il 2016 è stato caratterizzato da un contesto internazionale quanto mai disomogeneo e volatile nelle principali aree finanziarie del globo con comportamenti divergenti delle banche centrali che hanno in alcuni casi ridotto gli stimoli monetari ai sistemi finanziari, come la Fed negli Stati Uniti, mentre in Europa il prolungamento delle politiche monetarie espansive ha caratterizzato l'operato della Banca Centrale Europea (BCE). In molti Paesi emergenti si è assistito a una difesa delle pressioni inflazionistiche attraverso rialzi dei tassi finanziari e svalutazioni monetarie.

Per quanto riguarda l'area europea il clima di fiducia stenta a tornare ai livelli pre-crisi (con ripresa debole di investimenti sia pubblici sia privati), mentre l'inflazione rimane ancorata su un sentiero negativo con il livello "Core" in calo e sotto il punto percentuale a causa del basso prezzo delle commodity e dei consumi ridotti, sebbene lievi segnali di ripresa nell'ultimo trimestre rinnovino un lieve clima di fiducia. In questo contesto la BCE ha potenziato la propria politica monetaria espansiva attraverso una serie di iniziative: 1) riduzione del tasso di interesse sui depositi dello 0,40%; 2) tasso di rifinanziamento allo 0% e sulla "marginal lending facility" allo 0,25%; 3) espansione dell'acquisto di titoli a 80 miliardi di euro al mese fino a marzo 2017, esteso non solo al settore pubblico ma anche a quello privato non finanziario, con riduzione a 60 miliardi fino a fine anno, allo scopo di garantire maggiore liquidità al sistema. La BCE quindi conferma una politica espansiva evidenziando come queste misure siano ancora necessarie per rendere la ripresa dell'inflazione un fenomeno stabile e duraturo. In questo contesto permangono le tensioni sul settore bancario, date sia dalla debolezza patrimoniale sia dai margini di intermediazione ridotti dai bassi tassi di interesse, con il comparto italiano tra i più colpiti. La bassa profittabilità del sistema (a causa di un regime di tassi di interesse a zero) e la ridotta efficienza nella gestione dei costi (cost/income ratio ancora elevati) esasperano la situazione già delicata in termini patrimoniali.
In Italia, il ratio dei NPL/CET1 – ovvero dei crediti in sofferenza sul patrimonio di base (puro equity) – è in media del 150%, il più alto in Europa e non sostenibile nel lungo periodo. Questo è intrinseco alla tipologia di business prettamente domestico del settore bancario, esacerbato da un'economia stagnante. A livello di stabilità patrimoniale le banche però risultano ben capitalizzate, con un valore medio del CET1 al 12,3% (sopra i requisiti di Basilea III).
Il primo semestre dell'anno si è concluso con un avvenimento molto importante, le cui conseguenze economicha e politiche a livello globale sono ancora difficilmente misurabili. Il 24 giugno scorso la Gran Bretagna ha sancito infatti, attraverso il referendum, l'uscita dall'Unione Europea, con i maggiori indicatori economici che rimangono positivi ma volatili (IP, occupazione e indice PMI in aumento), con lo shift temporale degli investimenti che non si è ancora materializzato. Fin quando non verrà esercitato l'articolo 50 (e definiti quindi gli accordi commerciali con l'Europa) sarà difficile quantificare gli impatti in termini di slittamento su investimenti e contrazione dei consumi. La Banca Centrale Inglese ha tagliato recentemente il tasso di interesse di 25 bps, espandendo il programma di immissione della liquidità in risposta all'incertezza circa la situazione macroeconomica. Per quanto riguarda gli Stati Uniti, i dati della crescita e le risposte del mercato del lavoro hanno confermato un trend positivo negli ultimi mesi, con l'inflazione che si mantiene vicina al livello target del 2%. Le elezioni dell'8 novembre hanno rappresentato un elemento di discontinuità politica, in quanto l'agenda di Trump probabilmente avrà un indirizzo differente da quello della precedente amministrazione circa le strategie industriali interne, la politica energetica e gli accordi commerciali con l'estero. I timori di un hard-lending cinese caratterizzanti soprattutto i primi mesi dell'anno, assieme alle basse quotazioni delle commodity con gli annessi importanti riflessi sui Paesi emergenti e l'andamento altalenante dell'economia reale, hanno determinato un ritardo nel rialzo dei tassi americani e un continuo rafforzamento della valuta statunitense. A dicembre, in controtendenza rispetto alle politiche monetarie europee, la Fed ha effettuato il primo rialzo dei tassi (25 bps); gli elementi emersi suggeriscono ulteriori rialzi nel corso del 2017, ma con grande attenzione ai dati macroeconomici che guideranno l'entità e la tempistica delle azioni di politica monetaria.
Tale contesto macroeconomico ha creato forti tensioni sui mercati finanziari nel 2016, caratterizzati dall'andamento negativo dei principali indici azionari (in particolare in Europa e in Giappone che invece ha guadagnato nell'ultimo trimestre), sulla base di aspettative di revisione al ribasso degli utili per azione dei principali comparti, e un aumento dell'avversione al rischio degli investitori, con gli acquisti che si sono concentrati su beni rifugio quali lo yen, il franco svizzero, l'oro

1014

e i titoli governativi tedeschi e giapponesi (questi ultimi con scadenze brevi arrivati a offrire rendimenti negativi).

Lo scorso febbraio la Bank of Japan ha deciso di introdurre tassi di interesse negativi sui depositi nel tentativo di stimolare maggiormente i prestiti al settore privato e di conseguenza gli investimenti, sostenendo la crescita, ma soprattutto l'inflazione ancora in territorio negativo.

Diversa la situazione in America Latina, che sul finire del 2015, con un'economia già in difficoltà, ha dovuto affrontare l'effetto di "El Niño", che ha causato inondazioni in Argentina e Cile, mentre ha causato fenomeni di siccità e alte temperature in Brasile. Nel 2016 le economie del Latam sono alle prese con elevate pressioni inflazionistiche e tassi di crescita deboli e in contrazione rispetto agli ultimi anni. In Argentina la crescita dell'inflazione si è attestata su livelli superiori alle attese nel terzo trimestre raggiungendo il 42%, per poi attenuarsi nuovamente nell'ultimo trimestre. Il Governo sta lavorando per limitare la crescita mese su mese e riportarla ai livelli target, che saranno implementati a partire dal 2017 (12-17% per il 2017; 8-12% per il 2018). La rimozione delle restrizioni sulle valute estere ha determinato una svalutazione del peso, normalizzando il mercato dei cambi con la finalità di fornire nuovo carburante ai motori della crescita con un focus sulle esportazioni e sugli investimenti. Le misure intraprese dal Governo Macri per stabilizzare l'economia al momento non hanno ancora espresso un impatto reale sull'inflazione, inoltre il Paese sta sperimentando una recessione che persiste da oltre 15 mesi. In Brasile si è registrata un'inflazione dell'8,7% su base annua, a causa del rialzo dei prezzi dei beni agricoli e degli alimenti non processati, ma con trend in lieve contrazione. Restano temi importanti la disoccupazione, che si mantiene su livelli prossimi al 12%, e la crescita, che resta su livelli negativi, sebbene a ritmi inferiori a quelli del 2015.
Il Cile sta attraversando un periodo controverso: l'incremento inatteso dei prezzi nella prima parte dell'anno (per effetto dei beni alimentari e costi di trasporto) riflette un'inflazione che fatica a convergere verso il livello target del 3%, che ha registrato un miglioramento a fine anno chiudendo il 2016 sul 4,8% dall'inizio dell'anno. Il Monetary Policy Commitee (MPC) continua a mantenere invece una politica monetaria neutrale nel corso dell'anno, ma sottolinea la crescente necessità di stimoli a fronte di un quadro generale in peggioramento. L'attività industriale ha registrato una lieve ripresa negli ultimi mesi, ma segna un calo sull'anno del 2,8% rispetto al 2015; anche il mercato del lavoro si conferma debole, con la disoccupazione che segna un trend in peggioramento a fine anno. La strategia monetaria in Perù è simile a quella cilena, con i tassi inalterati al 4,25% da marzo, ma in un contesto macroeconomico diverso, particolarmente positivo nel 2016. Gli indicatori dell'attività economica (PIL +3,9% su base annua) confermano una crescita solida. L'inflazione, in lieve rialzo nel quarto trimestre, si è mantenuta stabile, nell'intorno del 3,6%, in calo rispetto al 4,6% di gennaio scorso. Differente il quadro macroeconomico colombiano, dove la crescita economica ha segnato un continuo rallentamento durante l'anno. L'inflazione è cresciuta fuori controllo fino a luglio (il valore più alto negli ultimi 16 anni, +8,6% e 8% su base annua) per poi invertire il trend specialmente nel quarto trimestre, registrando un aumento su base annua del 7,5%, lontano dal livello target (+3%). Quest'anno è stata varata una riforma fiscale che include l'incremento della VAT di 3 p.p. ai fini di aumentare le entrate e ridurre il rischio di downgrade del debito. Gli effetti del rallentamento economico si sono trasferiti in parte in un calo nei livelli di inflazione a fine anno e a fronte di questo quadro macroeconomico il Monetary Policy Committee ha deciso di mantenere un approccio restrittivo, conservando invariato il livello dei tassi dopo il ciclo di incremento nel terzo trimestre.
In Russia, l'inflazione conferma nel corso del 2016 il trend in contrazione ed è attesa su base annua al 7,1%, scendendo sotto la soglia del 7% nel quarto trimestre, per via del limitato incremento dei prezzi dei servizi. Tuttavia, sono da monitorare l'andamento dei prezzi dei beni alimentari (che mostra persistente crescita) e l'effetto del potenziale indebolimento del rublo sul dollaro. A livello economico i dati preliminari segnano una contrazione del PIL attesa nel quarto trimestre del 2016 dello 0,2% e dello 0,6% su base annua, su cui impattano ancora i consumi deboli e il calo degli investimenti, oltre alle esportazioni deboli, attese a +0,5% su base annua.

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

Incremento annuo del PIL in termini reali

%	**2016**	2015
Italia	**0,9**	**0,6**
Spagna	3,2	3,2
Portogallo	1,2	1,6
Grecia	0,3	-0,3
Francia	1,2	1,2
Romania	4,5	3,8
Russia	-0,6	-3,7
Brasile	-3,6	-3,8
Cile	1,5	2,3
Colombia	2,1	3,1
Messico	2,1	2,6
Perù	3,9	3,3
Canada	1,3	0,9
USA	1,6	2,6

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

Le quotazioni internazionali delle commodity

Nel corso del 2016 i prezzi del petrolio sono stati caratterizzati da forte volatilità, passando dai minimi di inizio anno in area 30 $/bbl, ai massimi oltre i 50 $/bbl.

Diverse sono state le cause che hanno provocato forti oscillazioni prima al ribasso e poi al rialzo: 1) un calo delle previsioni di crescita di Cina e Stati Uniti nei primi mesi dell'anno; 2) un forte incremento delle posizioni nette speculative; 3) diverse interruzioni inattese (disruptions) delle produzioni, e 4) l'accordo raggiunto nella riunione dell'OPEC di novembre nel quale i Paesi membri si sono impegnati con un'azione coordinata a tagliare la produzione mondiale di greggio.

Inizialmente il prezzo è stato guidato prevalentemente dal "sentiment" degli operatori di mercato, e poi dalla riduzione dell'attività di perforazione non convenzionale negli Stati Uniti. Da giugno i prezzi si sono attestati nel range 40-50 $/bbl, influenzati dal recupero delle perforazioni di shale oil e dalle seguenti voci su un possibile accordo OPEC nel meeting di settembre.

La volatilità è quindi aumentata in prossimità del meeting di Vienna dello scorso 30 novembre quando i principali Paesi produttori hanno raggiunto l'intesa per ridurre la produzione mondiale di 1,2 milioni di barili al giorno, alla quale si sono allineati anche i Paesi non OPEC con un ulteriore taglio di 0,6 milioni di barili al giorno. Questo evento ha provocato la risalita del greggio oltre quota 50 $/bbl, consolidando la tendenza al rialzo delle quotazioni dai minimi di inizio anno.

Per quanto riguarda il carbone, i principali eventi che hanno contraddistinto lo scorso anno sono stati strettamente legati agli eventi in Cina dove le misure governative intraprese lo scorso inverno hanno in primo luogo cercato di ridurre la produzione locale e successivamente di incrementarla, con un effetto finale di forte turbolenza sul mercato che ha visto i prezzi raddoppiare dai minimi di febbraio in area 40 $/ton. Tutti e tre i principali indici di riferimento (API2, API4 e API3) hanno infatti subito una rapida e costante ascesa dopo la debolezza di inizio anno in concomitanza con i minimi registrati dal petrolio, spinti da un forte incremento dell'import cinese (~+80% rispetto all'anno precedente) dovuto alla contemporanea debolezza della produzione locale.

Il mercato europeo, in costante oversupply, resta meno teso rispetto al bacino Pacifico per effetto di una domanda di carbone proveniente dal settore elettrico particolarmente debole.

L'andamento della domanda di gas in Europa nel corso del 2016 ha registrato una lieve crescita (~+1,0% rispetto all'anno precedente), sebbene ancora ampiamente al di sotto dei livelli pre-crisi, grazie a una ripresa del consumo di gas proveniente dal settore elettrico.

Le temperature particolarmente rigide nel continente europeo hanno fornito ulteriore spinta alla crescita della domanda del settore residenziale. L'offerta ha segnato un incremento (~oltre 1% rispetto all'anno precedente) legato prevalentemente all'aumento dei flussi provenienti dalla Russia, necessari a controbilanciare le manutenzioni allo stoccaggio di Rough, e ai flussi di gas algerino diretto principalmente in Italia. Di conseguenza, il prezzo TTF europeo, dopo essersi attestato in area 12-14 €/MWh nei primi nove mesi dell'anno, ha subito un forte incremento in concomitanza con l'inizio della stagione invernale portandosi a ridosso dei 20 €/MWh. L'Italia ha registrato una lieve contrazione dello 0,3% della domanda nel 2016 dopo gli incrementi dovuti al forte utilizzo di impianti di generazione a gas in estate. L'unico settore che ha visto un incremento del consumo di gas è stato il termoelettrico, spinto anche in questo caso dalla maggiore competitività del gas rispetto al carbone.

I mercati dell'energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica

GWh	2016	2015	2016-2015
Italia	**310.251**	**316.897**	**-2,1%**
Spagna	250.131	248.398	0,7%
Romania	58.769	57.412	2,4%
Russia [1]	781.110	767.328	1,8%
Slovacchia	30.031	29.213	2,8%
Argentina	137.061	136.209	0,6%
Brasile [2]	548.783	581.130	-5,6%
Cile [2] [3]	72.920	71.359	2,2%
Colombia	66.395	66.175	0,3%

(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 continentali e la Spagna registrano tassi di crescita positivi della domanda elettrica, soprattutto a causa della ripresa dell'andamento economico, in parte compensata da effetti climatici. In Italia si registra invece una contrazione del 2,1% (-1,4% al netto degli effetti climatici e di calendario). La contrazione della domanda è in linea con i trend della crescita economica e dei consumi del Paese, che hanno registrato lievi segnali di miglioramento nell'ultimo trimestre. La Spagna registra una crescita dello 0,7% (+0,8% 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 e industriali, in parte per il miglioramento dell'efficienza, in parte per fattori strutturali. In Russia, nel 2016 si rileva una crescita (+1,8%) rispetto al 2015, segnale positivo se confrontato con il contesto recessivo in cui versa il Paese. Continua la crescita dei Paesi dell'America Latina a eccezione del Brasile, con incrementi però minori rispetto a quelli registrati l'anno precedente: Argentina (+0,6%), Colombia (+0,3%) e Cile (+2,2%). Come detto, negativa la crescita per il Brasile (-5,6%) che sconta lo stato di recessione economica.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia

Milioni di kWh	2016	2015	2016-2015	
Produzione netta:				
- termoelettrica	187.461	182.861	4.600	2,5%
- idroelettrica	42.323	46.451	(4.128)	-8,9%
- eolica	17.455	14.705	2.750	18,7%
- geotermoelettrica	5.865	5.824	41	0,7%
- fotovoltaica	22.545	22.587	(42)	-0,2%
Totale produzione netta	**275.649**	**272.428**	**3.221**	**1,2%**
Importazioni nette	37.026	46.378	(9.352)	-20,2%
Energia immessa in rete	**312.675**	**318.806**	**(6.131)**	**-1,9%**
Consumi per pompaggi	(2.424)	(1.909)	(515)	-27,0%
Energia richiesta sulla rete	**310.251**	**316.897**	**(6.646)**	**-2,1%**

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2016).

L'*energia richiesta in Italia* nel 2016 registra un decremento del 2,1% rispetto al valore registrato nel 2015, attestandosi a 310.251 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'88,1% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (85,4% nel 2015) e per il restante 11,9% dalle importazioni nette (14,6% nel 2015).

Le *importazioni nette* nel 2016 registrano un decremento di 9.352 milioni di kWh, per l'effetto congiunto del calo della domanda e della maggiore produzione netta di energia elettrica sul mercato nazionale.

La *produzione netta* nel 2016 registra un incremento dell'1,2% (3.221 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 275.649 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato da un minor fabbisogno di energia elettrica e da una minore idraulicità, è cresciuto il ricorso alla generazione da fonte termoelettrica (con un incremento pari a 4.600 milioni di kWh) ed è aumentata la produzione da fonte eolica per 2.750 milioni di kWh, conseguente all'incremento del parco impianti disponibile.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh	2016	2015	2016-2015	
Produzione netta	248.531	254.387	(5.856)	-2,3%
Consumo per pompaggi	(4.811)	(4.520)	(291)	-6,4%
Esportazioni nette [1]	6.411	(1.469)	7.880	-
Energia richiesta sulla rete	**250.131**	**248.398**	**1.733**	**0,7%**

(1) Include il saldo di interscambio con il sistema extrapeninsulare.
Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular* - consuntivo dicembre 2016). I volumi del 2015 sono aggiornati al 9 dicembre 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2016 risulta in incremento dello 0,7% rispetto al 2015, attestandosi a 250.131 milioni di kWh. Tale richiesta è per lo più interamente soddisfatta dalla produzione netta nazionale destinata al consumo, mentre nel 2015 quest'ultima era addirittura eccedente rispetto al fabbisogno interno.

Le *esportazioni nette* nel 2016 risultano in decremento rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2015; 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 e alla necessità di soddisfare il fabbisogno nazionale.

La *produzione netta* nel 2016 è in decremento del 2,3% (-5.856 milioni di kWh) attestandosi a 248.531 milioni di kWh.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh	2016	2015	2016-2015	
Produzione netta	13.785	13.549	236	1,7%
Importazioni nette	1.251	1.336	(85)	-6,4%
Energia richiesta sulla rete	**15.036**	**14.885**	**151**	**1,0%**

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria del sistema eléctrico español extrapeninsular* - consuntivo dicembre 2016). I volumi del 2015 sono aggiornati al 12 dicembre 2016.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2016 risulta in incremento (+1,0%) rispetto al valore registrato nel 2015, attestandosi a 15.036 milioni di kWh. Tale richiesta è stata soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 91,7% e dalle importazioni nette, tutte derivanti dal sistema peninsulare, per il restante 8,3%. Queste ultime ammontano nel 2016 a 1.251 milioni di kWh.

La *produzione netta* nel 2016 evidenzia un incremento dell'1,7% (+236 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 2016 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2016-2015	Prezzo medio peakload 2016 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2016-2015
Italia	**42,78**	**-18,3%**	**48,2**	**-17,2%**
Spagna	39,7	-21,2%	45,0	-20,5%
Russia	15,3	94,6%	17,5	-6,3%
Slovacchia	31,6	-6,0%	40,1	-6,8%
Brasile	30,0	-62,4%	61,6	-53,0%
Cile	54,8	-32,9%	128,2	-27,9%
Colombia	83,9	-29,7%	244,1	-58,2%

Andamento dei prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2016	2015	2016-2015
Mercato finale (residenziale) [1]			
Italia	0,24	0,24	-2,2%
Francia	0,17	0,16	2,4%
Portogallo	0,24	0,23	3,1%
Romania	0,13	0,13	-3,6%
Spagna	0,22	0,23	-6,6%
Slovacchia	0,14	0,15	-6,0%
Mercato finale (industriale) [2]			
Italia	0,08	0,09	-10,7%
Francia	0,06	0,07	-11,0%
Portogallo	0,08	0,10	-18,0%
Romania	0,06	0,07	-10,2%
Spagna	0,11	0,11	-5,8%
Slovacchia	0,10	0,11	-15,8%

(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.
	2016				2015			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh)	39,6	34,5	40,9	55,9	51,8	47,9	56,7	52,8
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 2.641 e 4.440 kWh con potenza impegnata superiore a 3 kW (€/kWh): prezzo al netto di imposte	0,24	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25

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

I prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano nel 2016 una forte contrazione del 18,3% del prezzo medio unico nazionale sulla Borsa dell'energia elettrica rispetto al 2015, raggiungendo i minimi storici in alcuni giorni dell'anno.

Il prezzo medio annuo (al netto delle imposte) per l'utenza domestica stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico è risultato lievemente in calo nel 2016 rispetto all'anno precedente, con una flessione dell'1,9%.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m³

	2016	2015	2016-2015	
Italia	**65.256**	**65.436**	**(180)**	**-0,3%**
Spagna	27.649	27.161	488	1,8%

Il 2016 è stato caratterizzato da una lieve contrazione della domanda di gas naturale in Italia mentre in Spagna i consumi sono incrementati dell'1,8%. In italia, in particolare, i consumi industriali e residenziali hanno segnato un calo compensato parzialmente dai maggiori utilizzi da parte di impianti elettrici convenzionali.

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m³

	2016	2015	2016-2015	
Reti di distribuzione	29.718	30.992	(1.274)	-4,1%
Industria	12.491	12.572	(81)	-0,6%
Termoelettrico	21.704	20.475	1.229	6,0%
Altro (1)	1.343	1.397	(54)	-3,9%
Totale	**65.256**	**65.436**	**(180)**	**-0,3%**

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

La domanda di gas naturale in Italia nel 2016 si attesta a 65.256 milioni di metri cubi, registrando un decremento dello 0,3% rispetto all'esercizio precedente.
Alla contrazione dei consumi nel comparto industriale e residenziale si contrappone un maggiore utilizzo legato alla produzione termoelettrica, favorita da una minore disponibilità di fonti rinnovabili e dai prezzi favorevoli dei combustibili.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2016				2015			
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³ (€/m³): prezzo al netto di imposte	0,47	0,41	0,42	0,43	0,51	0,48	0,48	0,49

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

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nel 2016 ha registrato una contrazione del 12,4%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

Reporting REMIT

Il 7 aprile 2016 è partita la seconda fase del reporting REMIT. Il reporting è finalizzato all'attività di monitoraggio dei mercati da parte di ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) e delle autorità di regolazione nazionali. Da tale data sono inviati ad ACER anche i dati sulle transazioni eseguite fuori dai mercati organizzati, i contratti di trasmissione e i dati sull'utilizzo degli impianti LNG e di stoccaggio.

Entrata in vigore MIFID II/MIFIR

Il 1° luglio 2016 sono entrati in vigore il Regolamento (EU) 2016/1033 e la direttiva (EU) 2016/1034 che hanno prorogato l'entrata in vigore della disciplina in materia di fornitura di servizi di investimento in Europa (rispettivamente il Regolamento MIFIR e la Direttiva MIFID II) dal 3 gennaio 2017 al 3 gennaio 2018. L'obbligo di recepimento della Direttiva da parte degli Stati Membri è slittato conseguentemente dal 3 luglio 2016 al 3 luglio 2017.

Pacchetto legislativo "Clean Energy for all Europeans"

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea ha emesso il pacchetto legislativo "Clean Energy for all Europeans", contenente una serie di proposte legislative sulle politiche europee per il clima e l'energia.

In particolare, il pacchetto si compone dei seguenti Regolamenti e Direttive, alcuni in revisione, altri emessi *ex novo*: Regolamento Elettricità, Regolamento ACER, Regolamento Preparazione al Rischio, Regolamento Energy Union Governance, Direttiva Elettricità, Direttiva Rinnovabili, Direttiva Efficienza Energetica e Direttiva Prestazioni Energetiche degli Edifici.

Le proposte legislative saranno discusse a partire dal 2017 dal Parlamento e dal Consiglio Europeo per una loro graduale e progressiva approvazione. L'applicabilità delle stesse è prevista a partire dal 2019.

In linea con gli obiettivi di sostenibilità e di mitigazione dei cambiamenti climatici, vengono introdotti nuovi target vincolanti a livello di Unione Europea per il 2030: 27% del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili, 30% di efficienza energetica, oltre al 40% di riduzione delle emissioni di gas serra.

La Direttiva Rinnovabili introduce un quadro normativo stabile necessario per gli investitori. Gli Stati Membri dovranno adottare un approccio di mercato per sostenere le rinnovabili. I meccanismi di incentivazione dovranno seguire princípi armonizzati quali l'apertura transfrontaliera, la non-retroattività delle misure e la visibilità a lungo termine dei meccanismi di supporto (almeno tre anni). Le barriere amministrative per i corporate long-term PPAs per finanziare le rinnovabili dovranno essere opportunamente rimosse e gli *iter* autorizzativi semplificati. La proposta della Commissione, inoltre, obbliga gli Stati Membri ad aumentare la quota di fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e fissa criteri più severi di sostenibilità delle bioenergie.

Il Regolamento e la Direttiva Elettricità propongono una revisione integrata del disegno di mercato elettrico per rendere più efficiente l'integrazione delle fonti rinnovabili e maggiormente equo il trattamento delle diverse tecnologie di produzione (convenzionali e rinnovabili), introducendo maggiore granularità negli scambi, chiusura dei mercati più vicina al tempo reale, apertura del mercato del bilanciamento a tutte le fonti di generazione e alla domanda (anche attraverso aggregazione), regole di dispacciamento non discriminatorie e basate sul mercato (eliminazione della priorità di dispacciamento per le nuove rinnovabili al di sopra dei 500 kW).

Si introduce, inoltre, un'apertura alla contrattazione di lungo termine e ai meccanismi di remunerazione della capacità, soggetti ai risultati dello studio di adeguatezza europeo e a limitazioni sulle emissioni in atmosfera di CO_2 per accedere agli stessi. Vengono migliorate le condizioni per far emergere segnali di scarsità e rimossi i cap ai prezzi.

Per quanto riguarda le nuove tecnologie e i nuovi attori del mercato, sono previste misure a sostegno dell'integrazione nel mercato delle tecnologie di storage, degli aggregatori e della partecipazione della domanda (DSR); obbligo di installare punti di ricarica per i veicoli elettrici nei nuovi edifici pubblici e promozione delle reti e degli edifici intelligenti.

I DSO (Distribution System Operator) vengono riconosciuti come soggetti sempre più importanti nel sistema elettrico e sono proposte la creazione di un nuovo ente europeo dei DSO, l'introduzione di princípi armonizzati a livello europeo per le tariffe di rete e la possibilità di acquistare e fornire

servizi di flessibilità a livello locale per risolvere problemi di congestione. Non sono altresì previsti requisiti addizionali sull'unbundling.

Infine, viene stabilita la centralità del consumatore nel mercato dell'elettricità attraverso la sua partecipazione attiva tramite aggregazione e servizi di flessibilità della domanda (demand response), eliminazione delle tariffe regolate e introduzione dell'obbligo di offrire tariffe dinamiche, strumenti di comparazione del prezzo e informazioni chiave nelle bollette.

La Direttiva Efficienza Energetica prevede che gli Stati Membri debbano contribuire al raggiungimento del target europeo con quote indicative nazionali. Inoltre, si propone di estendere dopo il 2020 l'obbligo in capo agli Stati Membri di risparmio di energia negli usi finali da rispettare tramite schemi obbligatori sugli operatori energetici oppure misure alternative.

La Commissione Europea propone l'introduzione di un obiettivo di decarbonizzazione del settore edifici al 2050 e modifiche finalizzate a incoraggiare l'utilizzo di strumenti smart come automazione/controllo e indicatori di performance, nonché a promuovere le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici e la correlazione tra il finanziamento delle misure e i risultati conseguiti in termini energetici.

La Commissione Europea propone un nuovo Piano contenente la lista dei prodotti energetici da valutare, revisionare e assoggettare *ex novo* a regolamenti contenenti requisiti minimi di efficienza energetica (tra i nuovi prodotti: sistemi di controllo/automazione edifici, pannelli fotovoltaici e prodotti ICT).

Aiuti di Stato sui meccanismi di remunerazione della capacità

Il 30 novembre 2016 sono state pubblicate le conclusioni dell'indagine avviata dalla Commissione Europea (DG Competition) nell'aprile 2015 relativamente ai meccanismi di remunerazione della capacità in Europa. Lo studio ha riguardato 11 Paesi, tra cui Italia, Spagna, Portogallo, Francia e Belgio, e ha analizzato i meccanismi di remunerazione esistenti e futuri.

Il Rapporto finale riconosce che i mercati elettrici europei soffrono di alcuni fallimenti di mercato che possono minare gli incentivi agli investimenti.

La Commissione ritiene, quindi, ragionevole che i Paesi Membri affrontino i problemi di adeguatezza della capacità di generazione, attuale o prospettica. L'implementazione di un meccanismo centralizzato di mercato come quello italiano è ritenuta tra le forme più appropriate di intervento.

Il quadro regolamentare italiano

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

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

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

Nei paragrafi seguenti, oltre a essere delineato il quadro generale della regolazione, vengono descritti i principali provvedimenti del 2016 di carattere trasversale e specifici per singola attività della filiera.

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 esercita da qualunque soggetto sulla base di una specifica autorizzazione.

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

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

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

La regolamentazione del mercato elettrico è affidata all'AEEGSI e al Ministero dello Sviluppo Economico (MISE). 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 fossero considerate unità essenziali in regime di reintegro dei costi. La norma è stata applicata a partire dal 1° gennaio 2015 fino alla data di entrata in esercizio del nuovo collegamento Sorgente-Rizziconi tra la Sicilia e il Continente (28 maggio 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 n. 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 (c.d. "Reliability Option") che prevedono che a fronte di un premio, definito in esito all'asta con fissazione del prezzo di tipo marginal price, il produttore si impegni a restituire la differenza, se positiva, tra il prezzo che si forma nei mercati spot dell'energia e dei servizi di dispacciamento e un prezzo di riferimento fissato ex-ante nel contratto di opzione.

La disciplina approvata prevede un valore massimo (cap) per il premio da riconoscere alla capacità esistente e un valore massimo del premio da riconoscere alla capacità di nuova costruzione.

Con la delibera n. 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 2018 e concludersi entro il 31 dicembre 2021, con l'avvio della fase di regime del meccanismo. Secondo la proposta dell'AEEGSI, nella suddetta fase di prima attuazione non sarebbe prevista la partecipazione diretta delle risorse estere al mercato, ma si procederebbe a quantificarne il contribu-

to su mera base statistica. Nella fase di prima attuazione Terna procederebbe ad assegnare prodotti di durata annuale con orizzonte di pianificazione (periodo di anticipo tra lo svolgimento dell'asta e l'inizio della consegna dei prodotti assegnati) crescente nel tempo e inferiore ai quattro anni; nella fase di piena attuazione è prevista la partecipazione esplicita delle risorse estere, l'orizzonte di pianificazione è quadriennale mentre la durata dei prodotti rimane annuale. La disciplina del capacity market è sottoposta all'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, previa notifica e approvazione del meccanismo da parte della Commissione Europea.

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 riferimento al sistema di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra istituito dalla direttiva n. 2003/87/CE, il Ministero dello Sviluppo Economico ha provveduto nell'ottobre 2016 alla liquidazione di una seconda 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 (legge n. 208/2015) ha modificato l'art. 19 del decreto legislativo n. 30/2013, eliminando il termine del 2015 per la liquidazione dei crediti di cui sopra.

Con la delibera n. 326/2016/R/eel l'AEEGSI ha dato mandato a Terna di effettuare la procedura concorsuale per assegnare i contratti di approvvigionamento di riserva terziaria di sostituzione in Sardegna per il periodo dal 1° luglio 2016 al 31 dicembre 2018. I contratti assegnati da Terna prevedono l'obbligo di offerta sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento al costo variabile riconosciuto all'impianto a fronte di un premio definito in esito alla procedura concorsuale. A valle di tale procedura, è stato contrattualizzato l'impianto Enel di Sulcis per l'intera capacità.

Con la delibera n. 342/2016/E/eel l'AEEGSI ha disposto l'avvio di un procedimento per l'adozione di misure volte a contrastare, mediante provvedimenti prescrittivi e/o provvedimenti di regolazione asimmetrica, alcune condotte poste in essere da parte degli utenti del dispacciamento nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e potenzialmente configurabili come abusi di mercato ai sensi del Regolamento (UE) 1227/2011 - REMIT.
Con successiva delibera n. 477/2016/E/eel l'AEEGSI ha segnalato all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM") le condotte tenute da alcuni utenti del dispacciamento in immissione operanti sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, al fine di valutare la potenziale violazione della normativa in materia di diritto della concorrenza. Tra gli utenti oggetto di segnalazione rientra Enel Produzione SpA per quanto riguarda l'offerta sui mercati all'ingrosso dell'impianto di Brindisi. In esito alla segnalazione trasmessa dall'AEEGSI, l'AGCM, in data 6 ottobre 2016, ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Enel SpA ed Enel Produzione SpA per accertare l'esistenza di un possibile abuso di posizione dominante sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Il procedimento dovrebbe concludersi entro il mese di maggio del 2017.

Gas

Mercato all'ingrosso

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

Dopo il via libera delle commissioni parlamentari e il parere positivo dell'AEEGSI, il 6 marzo 2013 è stato firmato il decreto ministeriale di approvazione della disciplina del Mercato a Termine del gas (MT gas) che è ufficialmente partito il 2 settembre 2013. Il MT 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 MISE 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 MISE 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 e 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 riferimento agli importi spettanti alle imprese ammesse al meccanismo per la promozione della rinegoziazione dei contratti pluriennali di approvvigionamento di gas naturale (APR), con la delibera n. 649/2016/R/gas l'AEEGSI ha stabilito l'ammontare definitivo riconoscendo il massimo importo per Enel percepibile da tale meccanismo pari a 61 milioni di euro complessivi sul triennio 2014-2016.

Distribuzione

Energia elettrica

Distribuzione e misura

Le attività di distribuzione di energia elettrica e misura sono svolte da e-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 n. 654/2015/R/eel l'AEEGSI, 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 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'AEEGSI, con riferimento al primo sottoperiodo (NPR1), pur confermando sostanzialmente il quadro regolatorio generale, ha introdotto rilevanti modifiche riguardo ai tempi e alla modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa.
In particolare, l'AEEGSI ha previsto la riduzione del cosiddetto "lag regolatorio", ovvero ha ridotto fino a 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'AEEGSI 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 investimen-

ti realizzati nell'anno, consentendo così all'AEEGSI 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 (c.d. "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'AEEGSI 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'AEEGSI 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 a una regolazione tariffaria basata sui costi totali (metodologia Totex).

Con la delibera n. 583/2015/R/com l'AEEGSI 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 la delibera n. 233/2016/R/eel l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2016, in base alle quali viene determinato, per ciascun esercente, il livello dei ricavi riconosciuti per lo svolgimento delle proprie attività. Tali tariffe recepiscono le novità introdotte con la delibera n. 654/2015/R/eel e in particolare l'eliminazione del lag regolatorio e della correlata maggiorazione di un punto percentuale sul WACC, che veniva garantita agli operatori quale ristoro del fatto che la remunerazione degli investimenti fosse riconosciuta in tariffa solo a partire dal secondo anno successivo alla loro realizzazione. Pertanto tali tariffe includono la remunerazione, in base al WACC vigente, del capitale investito regolatorio dell'esercizio 2015 e la remunerazione, sempre calcolata in base al WACC, dell'aumento forfetario della RAB che ha sostituito, solo in relazione agli investimenti 2012-2014, l'eliminazione della maggiorazione del WACC.

Con la delibera n. 606/2016/R/eel l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di misura dell'energia elettrica per l'anno 2016, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2015. Secondo le previsioni della delibera n. 654/2015/R/eel, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, devono essere pubblicate entro il 28 febbraio 2017, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015.

Con la delibera n. 87/2016/R/eel l'AEEGSI ha approvato le specifiche funzionali dei contatori elettronici di seconda generazione, prevedendo anche i livelli di performance dei nuovi sistemi di smart metering.

Con la successiva delibera n. 646/2016/R/eel l'AEEGSI ha emanato la disciplina tariffaria per il riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e ha definito le disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione. In detta delibera, l'AEEGSI ha stabilito che gli investimenti relativi ai sistemi di smart metering 2G saranno riconosciuti secondo un approccio incentivante, anticipando in via sperimentale la metodologia Totex che sarà adottata a partire dal 2020.

Con la delibera n. 458/2016/R/eel l'AEEGSI ha emanato il nuovo Testo Integrato della Misura Elettrica (TIME), che entrerà in vigore il 1° gennaio 2017. Tra le novità introdotte, vengono modificati gli obblighi a carico dei distributori in tema di lettura dei contatori in bassa tensione, incrementandone la frequenza, e viene modificata la disciplina delle penali in caso di mancata lettura. La delibera estende inoltre i requisiti funzionali dei contatori 2G di cui alla delibera n. 87/2016/R/eel anche ai punti di misura in bassa tensione di generazione.

Riguardo alla qualità del servizio, l'AEEGSI, con la delibera n. 646/2015/R/eel, ha definito la regolazione out-put based per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, che include i princípi della regolazione per il periodo 2016-2023 (TIQE 2016-2023) e ha autorizzato l'avvio di sperimentazioni finalizzate a testare funzionalità avanzate di gestione della rete di distribuzione.

La delibera conferma l'impianto generale della regolazione, che prevede la fissazione da parte dell'AEEGSI di livelli tendenziali annui relativamente a indicatori di continuità del servizio. Sulla base di tali indicatori, i distributori sono soggetti a

premi o penali, a seconda delle effettive performance.
Inoltre, la delibera delinea l'avvio della futura regolazione per gli investimenti innovativi sulla rete di distribuzione.
La delibera n. 781/2016/R/eel ha integrato il TIQE prevedendo un'estensione delle tempistiche per la conclusione delle sperimentazioni in merito alle funzionalità avanzate di rete, al fine di permettere agli operatori di proporre all'AEEGSI analisi più dettagliate.
Con la delibera n. 549/2016/R/eel l'AEEGSI ha introdotto, per il periodo 2017-2023, i princípi generali per la regolazione sperimentale incentivante (solo premiante) finalizzata alla riduzione della durata delle interruzioni con preavviso sulle reti BT e MT.

Con la delibera n. 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 e 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 n. 782/2016/R/eel l'AEEGSI ha avviato, a partire dal 1° gennaio 2017, la seconda fase della 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, partita nel 2016, entrerà a regime nel 2018 quando sarà completamente abbandonata la "struttura progressiva" che prevede un prezzo del kWh crescente all'aumentare dei consumi.
Nello specifico, la nuova struttura in vigore dal 1° gennaio 2017 prevede, per quanto riguarda la tariffa di distribuzione, il completo superamento della progressività. Per gli oneri di sistema è previsto, invece, un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività.
Con lo stesso provvedimento sono state anche introdotte per un periodo di 24 mesi (dal 1° aprile 2017 al 31 marzo 2019) alcune agevolazioni temporanee sui contributi di connessione e sui contributi in quota fissa di competenza del distributore per le richieste di variazione del livello di potenza. La delibera rimanda a successivi provvedimenti la definizione di misure perequative a favore delle imprese di distribuzione.
Parallelamente, al fine di annullare l'eventuale aumento tariffario per i clienti in stato di disagio economico, l'AEEGSI ha aggiornato anche per il 2017 l'importo del bonus sociale.

Con la delibera n. 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 per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) 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 riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori ai distributori in relazione al servizio di trasporto, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo.
Diverse società di vendita e un'associazione di settore, rifacendosi a tale sentenza, hanno impugnato la delibera n. 268/2015/R/eel (CADE) chiedendo proprio l'annullamento della previsione che include gli oneri di sistema all'interno delle suddette garanzie.
Successivamente, con la delibera n. 751/2016/R/eel l'AEEGSI, respingendo un reclamo presentato dal trader E.JA, ha ritenuto infondate sia le pretese di ridurre l'importo delle garanzie prestate al netto degli oneri di sistema, sia di effettuare compensazioni rispetto a importi già versati al distributore, precisando che il CADE prevede che gli importi relativi agli oneri di sistema debbano essere versati al distributore sulla base di quanto fatturato dallo stesso al trader e non di quanto effettivamente versato dai clienti al trader.

Relativamente alle procedure e alle condizioni economiche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione, l'AEEGSI ha pubblicato la delibera n. 424/2016/R/eel che aggiorna il Testo Integrato per le Connessioni (TICA), prevedendo in particolare l'introduzione di corrispettivi differenziati per gli impianti di piccola potenza.

Con riferimento alla regolazione delle reti private (in particolare Sistemi di Distribuzione Chiusi e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo), la deliberazione n. 788/2016/R/eel dell'AEEGSI ha completato il quadro regolatorio, aggiornando il registro delle Reti Interne di Utenza e prorogando la data di

decorrenza delle previsioni contenute nel Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) dal 1° gennaio 2017 al 1° ottobre 2017.

In data 10 dicembre 2015 l'AGCM ha notificato a Enel SpA e a e-distribuzione l'avvio di un procedimento sanzionatorio allo scopo di accertare l'eventuale esistenza di una strategia di Gruppo volta a ostacolare lo sviluppo del mercato dei sistemi di monitoraggio dei consumi. In data 19 maggio 2016 l'AGCM ha disposto la pubblicazione degli impegni proposti dalle due società, valutandoli, pertanto, non manifestamente infondati. A seguito del market test, in data 8 settembre 2016, l'AGCM ha reso noto di aver concluso il procedimento, senza accertamento di infrazione e irrogazione di sanzione, accettando gli impegni presentati dalle due società.

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.

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 a copertura dei costi sostenuti dai distributori secondo nuovi criteri definiti dal decreto ministeriale stesso. In particolare, l'AEEGSI ha previsto la definizione di un contributo tariffario preventivo fissato all'inizio di ciascun anno d'obbligo e aggiornato al termine dello stesso anno per tener conto dei prezzi medi effettivamente registrati sul mercato dei TEE.

Con la determina n. 11 del 2016 del 16 giugno 2016 l'AEEGSI ha fissato a 114,83 €/TEE il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2015.

Il contributo tariffario preventivo per l'anno d'obbligo 2016 è stato invece fissato a 118,37 €/TEE; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Vendita

Energia elettrica

Come disposto dalla direttiva n. 2003/54/CE, a partire dal 1° luglio 2007 tutti i clienti finali possono liberamente scegliere il proprio fornitore di energia elettrica sul mercato libero o essere serviti in un regime regolato. Tale regime è stato definito con la legge n. 125/2007 che ha istituito i servizi di "maggior tutela" (per i clienti domestici e le piccole imprese in bassa tensione) e di "salvaguardia" (per i clienti di maggiori dimensioni non ammessi al servizio di maggior tutela). L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste triennali. Per il periodo 2014-2016, Enel Energia è risultata assegnataria delle aree corrispondenti alle regioni Veneto, Emilia-Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia. Per il periodo 2017-2018, a seguito della procedura concorsuale disciplinata dalla delibera n. 538/2016/R/eel, Enel Energia è risultata aggiudicataria delle aree corrispondenti alle regioni Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino-Alto Adige, Lombardia, Lazio, Puglia, Molise, Basilicata. Le condizioni economiche applicate ai clienti finali sono definite sulla base di quanto previsto dalla normativa primaria e secondaria.

Il servizio di maggior tutela è garantito da società di vendita collegate ai distributori. Le condizioni economiche di fornitura del servizio sono definite dall'AEEGSI e aggiornate periodicamente, secondo criteri predefiniti tali da consentire la copertura dei costi degli esercenti. In particolare, l'AEEGSI aggiorna annualmente la componente a copertura dei costi di commercializzazione degli esercenti la maggior tutela (RCV) in modo da assicurare la copertura del costi operativi, degli ammortamenti e degli oneri di morosità e una congrua remunerazione del capitale investito. Con le delibere n. 659/2015/R/eel e n. 816/2016/R/eel sono stati definiti i livelli di remunerazione per il 2016 e il 2017.

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

Nel 2016 l'AEEGSI ha dato un notevole impulso allo sviluppo e all'implementazione del Sistema Informativo Integrato (SII), istituito con la legge n. 129/2010 e finalizzato alla gestione dei flussi informativi tra operatori del mercato dell'e-

nergia elettrica e del gas tramite una banca dati centrale dei punti di prelievo (RCU).
L'AEEGSI, attraverso vari provvedimenti, ha disciplinato diversi servizi, alcuni dei quali a oggi già attivi, altri in via di attuazione. l'AEEGSI ha per esempio voluto centralizzare sul SII, attraverso un percorso graduale, la gestione dei processi commerciali di voltura e switching per entrambi i settori (elettrico e gas) e le attività di aggregazione delle misure dei punti di prelievo trattati orari, ai fini del settlement mensile.
In virtù degli sviluppi effettuati, il SII si caratterizza sempre più quale hub centrale per lo scambio delle informazioni tra gli operatori del sistema, facilitando così la gestione di alcuni processi. In ragione di tali peculiarità, con il decreto ministeriale n. 94 del 13 maggio 2016, il SII è stato individuato anche quale strumento di riferimento per la gestione del processo di addebito del canone TV nella bolletta elettrica.
A febbraio 2015 il Governo ha trasmesso al Parlamento 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° luglio 2018. Il DDL, attualmente in esame al Parlamento, attribuisce all'AEEGSI il compito di disciplinare le misure volte a garantire la fornitura del servizio di ultima istanza ai clienti precedentemente rientranti nel perimetro di tutela.
Al fine di definire un percorso di riforma degli attuali meccanismi di mercato per la tutela, l'AEEGSI, con la delibera n. 369/2016/R/eel, ha previsto, a partire dal 1° gennaio 2017, l'introduzione del servizio di Tutela Simile, offerto a chi non ha ancora scelto un fornitore sul mercato libero.
Con la delibera n. 209/2016/E/com l'AEEGSI, in attuazione del decreto legislativo n. 130/2015, ha disciplinato, con decorrenza 1° gennaio 2017, il tentativo obbligatorio di conciliazione anche per l'attività di vendita di energia elettrica e gas, quale condizione di procedibilità per l'azione giudiziale nelle controversie tra clienti finali e operatori.
Con la delibera n. 463/2016/R/com l'AEEGSI ha emanato il nuovo testo integrato della fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), modificando e introducendo nuove regole di fatturazione dell'energia elettrica ai clienti finali e di utilizzo dei dati di misura.

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 (FDD) individuato – al pari del FUI – attraverso procedure concorsuali a partecipazione volontaria svolte su base territoriale.
Con le procedure a evidenza pubblica svolte a settembre 2014 sono stati individuati i titolari dei servizi di ultima istanza per il biennio 1° ottobre 2014 - 30 settembre 2016. Enel Energia è stata individuata come FUI su 7 delle 8 aree territoriali in gara (l'area Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria è stata assegnata a Eni) e come FDD in 6 aree su 8 (le aree Friuli Venezia Giulia ed Emilia-Romagna e Toscana, Umbria e Marche sono state assegnate a Hera Comm).
Con la delibera 465/2016/R/gas l'AEEGSI ha aggiornato la disciplina per l'espletamento delle procedure a evidenza pubblica per l'assegnazione dei servizi di ultima istanza per il biennio 1° ottobre 2016 - 30 settembre 2018. A valle delle aste svolte a settembre 2016, Enel Energia è stata individuata come FUI su 7 delle 8 aree territoriali in gara (Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria; Lombardia; Trentino-Alto Adige e Veneto; Toscana, Umbria e Marche; Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia; Lazio e Campania; Sicilia e Calabria) e come FDD in 3 aree geografiche su 8 (Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia; Lazio e Campania; Sicilia e Calabria).
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 ed Enel Trade, ha annullato le delibere con cui l'AEEGSI aveva modificato (in riduzione) la formula di determinazione di tale componente per gli anni

termici 2010-2011 e 2011-2012. Il 10 aprile 2014 l'AEEGSI ha presentato appello al Consiglio di Stato. Il 18 novembre 2016 il Consiglio di Stato ha respinto l'appello che l'AEEGSI ha proposto, accogliendo il ricorso di Enel Energia ed Enel Trade e ritenendo detti provvedimenti in contrasto con il principio, sancito a livello legislativo, della necessaria "corrispondenza tra i costi riconosciuti e i costi effettivi".

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'AEEGSI ha confermato per il periodo 1° ottobre 2016 - 31 dicembre 2017, estendendone di un trimestre l'applicazione rispetto alla durata dell'anno termico, 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 n. 312/2016/R/gas l'AEEGSI, in attuazione del Regolamento europeo n. 312/14, ha avviato dal 1° ottobre 2016 il nuovo regime di bilanciamento, con l'obiettivo tra l'altro di aumentare la disponibilità di risorse flessibili per bilanciare il sistema e migliorare il set informativo degli utenti.

Provvedimenti di carattere trasversale

Con la delibera n. 137/2016/R/com l'AEEGSI ha sostituito il testo Integrato Unbundling Contabile di cui alla delibera n. 231/2014/R/com (in vigore fino all'esercizio 2015) con un nuovo testo, integrato con la disciplina per il settore idrico (in vigore dall'esercizio 2016).

Nel 2015, con la delibera n. 296/2015/R/com, l'AEEGSI ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. In particolare, l'AEEGSI ha previsto l'obbligo di separazione del marchio, degli altri segni distintivi (tra cui la ragione sociale) e delle politiche di comunicazione delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita che operano all'interno di un medesimo gruppo societario e tra le attività di vendita in maggior tutela e sul mercato libero.

Tra aprile e luglio 2016 il TAR Lombardia ha respinto i ricorsi promossi da Enel Distribuzione, Enel Servizio Elettrico ed Enel Energia. In esecuzione della sentenza TAR, Enel Distribuzione ed Enel Servizio Elettrico hanno pertanto modificato la propria ragione sociale (e relativo marchio), assumendo rispettivamente quella di "e-distribuzione SpA" e "Servizio Elettrico Nazionale SpA". Le società e-distribuzione, Servizio Elettrico Nazionale ed Enel Energia hanno impugnato le sentenze TAR dinanzi al Consiglio di Stato, che il 7 dicembre 2016 ha sospeso gli effetti della delibera limitatamente all'obbligo di separazione dei canali informativi, spazi fisici e personale entro il 1° gennaio 2017. L'udienza di merito è fissata per il 13 aprile 2017.

Con la delibera n. 327/2016/R/eel l'AEEGSI ha prorogato al 1° gennaio 2017 il termine entro cui le imprese di vendita in maggior tutela e sul mercato libero sono tenute a implementare le misure di separazione del marchio, degli altri segni distintivi e delle politiche di comunicazione previste dal provvedimento n. 296/2015/R/com.

Con la delibera n. 333/2016/R/eel l'AEEGSI ha definito la regolazione da attuare agli sbilanciamenti effettivi nel periodo luglio 2012 - settembre 2014 in seguito alle sentenze del TAR Lombardia e del Consiglio di Stato che avevano annullato la regolazione vigente in quel periodo.

Con le delibere n. 444/2016/R/eel e n. 800/2016/R/eel l'AEEGSI ha riformato la disciplina dei prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi, prevedendo l'applicazione di un sistema misto single price/dual price alle unità di consumo e alle unità di produzione non abilitate al Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Il regime prevede l'applicazione del single price per gli sbilanciamenti rientranti in una banda pari al 15% del programma vincolante di prelievo/immissione. Per le unità di produzione non programmabili è prevista l'applicazione del single price. Le delibere prevedono inoltre dal 1° maggio 2017 la transizione a un sistema di determinazione del segno di sbilanciamento macrozonale basato sulle misure effettive degli sbilanciamenti degli operatori. L'entrata in operatività della misura è condizionata all'approvazione dell'AEEGSI di una proposta da parte di Terna di un algoritmo di stima del suddetto segno.

Rinnovabili

Il quadro regolatorio di supporto alle energie rinnovabili in Italia è caratterizzato da una molteplicità di meccanismi remunerativi. Gli incentivi per le tecnologie diverse dal fotovoltaico sono assegnati tramite meccanismi competitivi istituiti 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 il decreto 6 luglio 2012 prevede:

- per gli impianti entrati in esercizio entro il 2012, l'applicazione del meccanismo dei certificati verdi, titoli negoziabili in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto rinnovabile, valido fino all'anno 2015. A partire dal 1° gennaio 2016 e per il restante periodo di diritto all'incentivo, il diritto ai Certificati Verdi è stato convertito

1031

in una tariffa con la medesima remunerazione;

> per gli impianti che entreranno in produzione dopo il 1° gennaio 2013, ai sensi di quanto previsto dal decreto ministeriale 6 luglio 2012, l'applicazione, per gli impianti con potenza superiore a 5 MW, di un meccanismo basato su aste competitive al ribasso distinte per tecnologia e, per gli impianti di potenza inferiore ai 5 MW, l'iscrizione in appositi registri con determinati criteri di priorità.

I meccanismi di incentivazione sopra riportati termineranno al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 5,8 miliardi di euro. Al 30 novembre 2016 il costo indicativo cumulato annuo è di 5,418 miliardi di euro.
Con riferimento alla tecnologia solare, il sistema di incentivazione prevedeva l'applicazione dei diversi Conti Energia, di cui il I, II, III, IV (dal 19 settembre 2005 al 26 agosto 2012) basati su un sistema di feed-in premium (tariffa incentivante cumulativa rispetto al prezzo zonale orario), mentre il V Conto Energia (dal 27 agosto 2012), basato su un sistema di feed-in tariff (tariffa onnicomprensiva), è terminato con il raggiungimento dei 6,7 miliardi di euro il 6 luglio 2013.

Decreto ministeriale fonti rinnovabili elettriche diverse dal fotovoltaico del 23 giugno 2016

In data 23 giugno 2016 è stato pubblicato un nuovo decreto ministeriale sugli incentivi per le fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica. Si tratta di un decreto transitorio (solo per l'anno 2016) che ricalca l'impostazione del precedente decreto del 6 luglio 2012. Sono previsti meccanismi competitivi per l'accesso agli incentivi, quali aste per impianti con potenza maggiore di 5 MW (che sono state concluse a fine 2016) e registri per gli impianti con potenza ≤5 MW.

Iberia

Spagna

Remunerazione dell'attività di distribuzione

Il 31 marzo 2016 il Ministero dell'Industria, Energia e Turismo ha iniziato la procedura per l'introduzione di una nuova ordinanza ministeriale con cui verrà stabilita la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016, conformemente con quanto disposto dall'ordinanza IET/2735/2015. Transitoriamente, fino all'approvazione di tale nuova ordinanza, verrà mantenuta la remunerazione prevista per l'anno 2015. Tale ordinanza (IET/980/2016) è stata pubblicata il 16 giugno, stabilendo la remunerazione per l'attività di distribuzione per l'anno 2016. A Endesa è stata assegnata una remunerazione pari a 2.014 milioni di euro. Inoltre, sempre per Endesa, il livello degli incentivi per qualità del servizio e perdite non tecniche è stato fissato pari a 7 e 2 milioni di euro rispettivamente. Tale ordinanza determina anche la remunerazione base del primo periodo regolatorio che va dal 1° gennaio 2016 al 31 dicembre 2019.

Buono Sociale

Il 10 settembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza IET/1451/2016 che determina le percentuali di attribuzione dei costi per il finanziamento del Buono Sociale per il 2016. Endesa dovrà sostenere il 41,10% dei costi.
Il 24 ottobre 2016 la Corte Suprema ha dichiarato inapplicabile il regime di finanziamento del Buono Sociale precedentemente stabilito, in quanto incompatibile con la direttiva europea 2009/72/CE.
Il 24 dicembre 2016 è stato pubblicato il regio decreto legge n. 7/2016 con il quale si regola il meccanismo di finanziamento del Buono Sociale e altre misure a protezione dei consumatori vulnerabili. In base a esso, il Buono Sociale coprirà la differenza tra il prezzo per il consumatore domestico (PVPC) e un valore base, che potrà essere distinto a seconda delle categorie di consumatore vulnerabile, e che si chiamerà tariffa di ultima istanza, che sarà applicata dal venditore di riferimento in bolletta ai consumatori aventi diritto.
Il Buono Sociale sarà finanziato dalle società di vendita o dalla holding per le società verticalmente integrate. La percentuale di attribuzione dei costi per il finanziamento del Buono Sociale verrà stabilita annualmente dalla Autorità per i Mercati e la Concorrenza (CNMC) e sarà proporzionale al numero dei clienti. In via transitoria, è stato stabilito che Endesa dovrà sostenere il 37,67% dei costi di finanziamento.
Il regio decreto legge n. 7/2016 dovrà essere approvato da regio decreto entro tre mesi dalla data di pubblicazione.

Efficienza energetica

L'ordinanza IET/359/2016 del 17 marzo 2016 ha disposto a carico di Endesa un apporto al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 29,7 milioni di euro, corrispondenti agli obblighi di risparmio energetico relativi al 2016.

Margine di commercializzazione incorporato nel prezzo volontario per il cliente domestico (PVPC)

Il 25 novembre 2016 è stato pubblicato il regio decreto n. 469/2016 che stabilisce il metodo per fissare il margine di commercializzazione del prezzo volontario per il consumatore domestico, dando compimento a diverse sentenze della Corte Suprema che avevano dichiarato non valido il margine fissato in base alle disposizioni del regio decreto n. 216/2014.
Il 24 dicembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza ministeriale ETU/1948/2016 che, a partire dal 1° gennaio 2017, stabilisce i valori del margine di commercializzazione del PVPC per gli anni 2014, 2015, 2016 e per il futuro.

Tariffa elettrica per il 2017

Il 29 dicembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza ETU/1976/2016 con la quale si stabiliscono le tariffe di accesso di energia elettrica per il 2017. Vengono confermate le tariffe precedentemente in vigore.

Tariffa del gas naturale per il 2017

Il 23 dicembre 2016 è stata pubblicata l'ordinanza ETU/1977/2016 con la quale si stabiliscono le tariffe di accesso del gas naturale per il 2017. Vengono confermate in generale le tariffe precedentemente in vigore, con attualizzazione della tariffa di ultimo ricorso (TUR), ridotta in media del 9% in seguito alla diminuzione del costo della materia prima.

Rinnovabili

Durante gli ultimi mesi del 2015 è stato definito il criterio per assegnare incentivi ai nuovi impianti di energia rinnovabile, in linea con l'ultimo quadro normativo. Ciò annulla l'efficacia della moratoria imposta dal regio decreto legge n. 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 n. 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 gennaio 2016, sollecita 500 MW di potenza eolica e 200 MW da biomasse. L'asta è stata aggiudicata, per i progetti eolici, senza nessun incentivo, mentre nel caso dei progetti di biomassa è stato riconosciuto il solo incentivo legato ai costi di gestione degli impianti (componente Ro). Enel Green Power España, che ha partecipato all'asta per l'assegnazione di capacità eolica, non è stata aggiudicataria di nessun progetto.
Il nuovo Governo spagnolo è stato costituito a ottobre con la nomina del Presidente Mariano Rajoy, dopo 10 mesi di Governo *ad interim*. Il nuovo segretario di Stato dell'Energia è stato designato il 15 novembre e, successivamente alla sua nomina, sono state preparata due bozze importanti per le rinnovabili: la prima sulla revisione dei parametri retributivi per il periodo 2017-2019 e la seconda su un nuovo regio decreto e su un decreto ministeriale per svolgere alcune aste durante il 2017 per 3.000 MW.
A ottobre del 2016 è iniziato anche un nuovo progetto per la realizzazione e l'applicazione del Grid Code, che è molto importante per l'integrazione delle rinnovabili.

Marocco

Rinnovabili

A febbraio 2016 il Governo ha avallato il progetto di legge n. 58/2015 che modifica alcuni aspetti della legge n. 09/2013. 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.
Il 9 giugno 2016 è stata pubblicata nella Gazzetta Ufficiale la legge n. 48/2015 per organizzare il mercato elettrico e creare un nuovo regolatore per l'elettricità (ANRE). Il nuovo regolatore dovrà fissare le tariffe di trasporto e distribuzione di energia elettrica ed eliminare le discriminazioni nell'accesso alle reti di trasporto di elettricità.
Il 24 giugno 2016 il Governo ha approvato tre decreti legge per riformare principalmente l'attività di MASEN. I testi dovranno essere approvati dalle due camere del Parlamento marocchino. Nel futuro, MASEN e non più ONEE, sovraintenderà alle attività rinnovabili in Marocco, a eccezione delle rinnovabili di soggetti privati (legge n. 13/2009) e delle stazioni di pompaggio (STEP). Si prevede, quindi, un trasferimento di attività e di competenze da ONEE a MASEN. Con le future modifiche, l'agenzia pubblica ADEREE si concentrerà sui temi dell'efficienza energetica.
Nel terzo trimestre del 2016 sono state pubblicate tre nuove leggi che modificano le funzioni di alcuni importanti enti regolatori del settore energetico in Marocco:

> la legge n. 37/2016, che modifica e integra la legge MASEN n. 57/2009, prevede che MASEN venga rinominato "L'Agenzia Marocchina per l'Energia Sostenibile", si occuperà di sviluppare il settore dell'energia elettrica da tutte le fonti di rinnovabili (eolica, solare, idrica) con obiettivi predefiniti per legge (dovrà costruire nuovi impianti per una capacità totale di 3.000 MW entro il 2020 e 6.000 MW entro il 2030). Gli investitori privati potranno sviluppare impianti di energia rinnovabile in applicazione della legge n. 13/2009;
> la legge n. 38/2016, che modifica e completa l'art. 2 del *Dahir* 1-63-226, dispone la rimozione da ONEE di qualsiasi funzione relativa alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, a eccezione dei cosiddetti "STEPs" e dei progetti rinnovabili nel quadro normativo della legge n. 13/2009, nonché il trasferimento di tutti i beni di produzione (ER) e di una parte dei dipendenti da ONEE a MASEN (entro un periodo massimo di cinque anni);
> la legge n. 39/2016, che modifica e integra la legge n. 16/2009, prevede la rimozione delle competenze di ADEREE relative alla produzione di energia rinnovabile e la loro assegnazione in favore di MASEN. ADEREE, di fatto, si occuperà solo di efficienza energetica e cambierà il suo nome in "Agence Marocaine pour l'Efficacité Energétique".

Europa e Nord Africa

Russia

Mercato della capacità e capacity payment

Il 27 giugno scorso è stato pubblicato il decreto del Governo n. 563 recante modifiche alle modalità di calcolo del prezzo dei capacity payment (DPM), che ne assicurano una corretta definizione sia per il 2017 sia per gli anni in avanti.
In materia di aste sul mercato della capacità, il 25 luglio 2016 sono stati rivisti i termini di partecipazione al meccanismo prevedendo che anche la domanda possa accedervi attraverso la riduzione dei volumi di consumo.
Le ultime aste per la capacità (risultati pubblicati il 20 settembre 2016) hanno stabilito i parametri (prezzo e quantità) per l'anno 2020.
Il decreto del Governo n. 1458 del 23 dicembre 2016 ha mantenuto anche per il 2017 i coefficienti delle penali per indisponibilità degli impianti ai livelli minimi.

Rinnovabili

Con decreto del Governo n. 850 del 10 maggio 2016 sono state apportate le seguenti modifiche alla regolazione in materia di rinnovabili:
> lo schema di incentivi per impianti fotovoltaici e piccolo idro è stato prolungato fino al 2024 (dal 2020);
> i volumi di capacità obiettivo per il solare e il piccolo idro, non selezionati per le precedenti aste (anni 2013-2015), sono stati coperti e anche riallocati fino al 2024 (85,8 MW per il solare; 168 MW per il piccolo idro);
> i volumi target totali sono stati mantenuti ai livelli iniziali (5.871 MW).

Il 14 giugno 2016 sono stati resi noti i risultati finali delle aste per gli investimenti in fonti rinnovabili per il quadriennio 2016-2019, che hanno visto l'aggiudicazione di soli progetti per impianti eolici.
Il 29 settembre è stato inoltre pubblicato il decreto del Governo sulle compensazioni statali per i costi di connessione alla rete delle centrali che utilizzano fonti rinnovabili o torba. Lo schema, che si applica agli impianti con capacità installata al massimo pari a 25 MW, prevede che la compensazione non possa superare il 70% dei costi di connessione alla rete e comunque il valore dei 15 milioni di rubli per impianto.

Regolazione Antitrust

Il 5 luglio 2016 il Servizio Federale Antitrust (FAS) ha emesso un avviso ufficiale affinché T Plus elimini le pratiche scorrette poste in essere contro Enel Russia in relazione al mercato del calore. In particolare, l'avviso prevede un obbligo per T Plus di sottoscrivere un contratto di fornitura del calore con Enel Russia in relazione all'impianto SuGRES nella città di Ekaterinburg.

Mercato del calore

Con il decreto del 1° dicembre 2016 il Governo ha stabilito regole più stringenti per UHS (Unified Heat Supplier) nel caso di mancato rispetto delle tempistiche di pagamento verso altri fornitori e per i servizi di rete. Nello specifico, UHS perderà la licenza di fornitura nel caso di mancato pagamento dei fornitori per due periodi di fatturazione consecutivi, nonché nel caso di ripetuta violazione di altri termini contrattuali. La violazione deve in ogni caso essere accertata dal giudice o dal Servizio Federale Antitrust (FAS).

Romania

Metodologia per il riconoscimento degli investimenti in distribuzione

A marzo 2016 ANRE ha approvato una nuova procedura di riconoscimento degli investimenti ai fini tariffari, che entrerà in vigore a partire dal 2017, e che nel 2016 servirà da raccomandazione per i distributori.
In particolare la procedura prevede (i) il non riconoscimento di investimenti inefficienti, (ii) il non riconoscimento dei costi dei lavori che eccedano del 10% i costi preventivati, (iii) la possibilità di modificare soltanto al massimo del 10% il piano annuale di investimenti una volta presentato.

Tariffe di ultima istanza

Secondo il calendario della liberalizzazione delle tariffe regolate per i clienti domestici, la percentuale di energia che i fornitori di ultima istanza dovranno approvvigionare dal mercato libero sarà del 80% nel primo trimestre 2017 e del 90% nel secondo trimestre 2017.

Tariffe di distribuzione 2017

A dicembre 2016 ANRE ha pubblicato le tariffe di distribuzione per il 2017, pari in media a 98,6 lei/MWh, in riduzione dell'8% circa rispetto alle tariffe di distribuzione del 2016.

Smart metering

Nell'ambito del progetto pilota di smart metering, alla fine del 2016 risultavano installati 110.000 contatori elettronici. I risultati dei progetti pilota sono stati trasmessi al regolatore ANRE, che sta lavorando all'analisi costi-benefici per l'approvazione del progetto di roll-out massivo 2017-2020.

Rebranding delle imprese di distribuzione

Il 16 agosto il regolatore ANRE ha inviato ai distributori di energia elettrica una lettera contenente le misure minime che i distributori devono porre in atto in merito al rebranding.
Tra ottobre e dicembre 2016 Enel ha comunicato ad ANRE l'adozione di un nuovo nome e un nuovo logo per le proprie società di distribuzione in Romania e ha modificato le licenze corrispondenti.

Rinnovabili

In Romania la principale forma di incentivazione per tutte le fonti rinnovabili è il sistema dei certificati verdi (CV), a eccezione degli impianti idroelettrici con potenza superiore a 10 MW, i quali non accedono a nessuno schema incentivante. I venditori hanno l'obbligo di acquistare ogni anno una determinata quota di fonte rinnovabile tramite l'acquisto di CV – sulla base di obiettivi annuali stabiliti dalla 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 e un valore massimo (cap & floor). In caso di inadempimento, i venditori sono soggetti a una penale.
L'ordinanza di modifica temporanea del meccanismo dei 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). Nella legislazione attuale 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 Governo sta elaborando però un nuovo programma per il periodo di reinserimento, che potrebbe essere posticipato al 2018-2025 per gli impianti eolici e al 2025-2030 per il fotovoltaico. Il 30 dicembre 2016 il Governo ha pubblicato la quota di energia rinnovabile incentivata per il 2017, pari all'8,3%; nel 2016 tale quota era pari al 12,15%.

Grecia

Rinnovabili

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 ridurre il deficit di sistema riducendo gli incentivi. Un nuovo meccanismo di sostegno Fonti di Energia Rinnovabile (FER), sulla base di linee guida sugli aiuti di Stato 2014-2020, tra cui feed-in premium e gare, è entrato in vigore il 1° gennaio 2016 sostituendo il regime precedente. Lo schema finale è stata approvato dal Parlamento il 9 agosto 2016 (legge n. 4414/2016).

Il mercato elettrico Wholesale e il Capacity Assurance Mechanism (CAM) sono in fase di riforma. In particolare, mentre la riforma del mercato wholesale deve essere completata entro il dicembre 2017 e il mercato di sbilanciamenti entro giugno 2017, il modello CAM (basato su quattro pilastri: disponibilità di capacità, flessibilità, riserva strategica, Demand Side Response) ha visto nel mese di maggio 2016 l'approvazione di un modello temporaneo da parte del Parlamento greco; tale misura temporanea dovrebbe essere sostituita da una nuova, permanente, che dovrebbe entrare in vigore nel 2017.

Bulgaria

Rinnovabili

Il sistema di incentivazione bulgaro è caratterizzato prevalentemente da feed-in tariff differenziate per fonte. Accedono al meccanismo gli impianti eolici on-shore, gli impianti fotovoltaici, idroelettrici con capacità inferiore a 10 MW e infine gli 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

Rinnovabili

La regolazione delle energie rinnovabili in Turchia prevede un meccanismo di feed-in tariff in dollari statunitensi, garantito 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 cinque anni di incentivazione garantita.
Il 1° maggio 2016 l'Autorità Nazionale di Regolamentazione (EMRA) ha modificato la legislazione prevista per i partecipanti al meccanismo d'incentivo in relazione all'esenzione di partecipazione nel mercato di bilanciamento.
Il 17 giugno 2016 il Parlamento ha approvato emendamenti alla legge di energia, tra cui un cambiamento nel meccanismo di gara per le energie rinnovabili.
Il 9 ottobre 2016 è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale il Regulation on Renewable Energy Resource Areas (RERA Regulation), che disciplina delle aree speciali chiamate Renewable Energy Resources Areas (RERAs). Questo regolamento ha permesso di ottenere, per specifiche aree, le licenze necessarie all'installazione degli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili senza dover attendere l'approvazione del Consiglio dei Ministri.

Germania

Rinnovabili

Nel Paese sono previste 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;
> aste.

La nuova legge RES (EEG), entrata in vigore a gennaio 2017, consente al feed-in tariff di essere scartato a favore del sistema di aste per la maggior parte delle tecnologie rinnovabili. Le offerte prevederanno uno specifico ammontare di capacità installata ogni anno, per poter favorire nuovi corridoi di crescita, che sono: a) per gli impianti eolici onshore pari a 2,8 GW all'anno per il periodo 2017-2019 e 2,9 GW all'anno dopo il 2020 (repowering inclusa); b) per gli impianti eolici offshore pari a 15 GW entro il 2030. Due offerte sono previste nel 2017 e nel 2018, pari a 1,55 GW ciascuna; c) per gli impianti fotovoltaici pari a 2,5 GW all'anno, di cui 600 MW in aste.

America Latina

In America Latina il Gruppo 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 competente, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti.
In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centraliz-

zato con system marginal price. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.

In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati spot. In Argentina l'intervento adottato nel 2002, a seguito della crisi economica ed energetica, si basa sull'ipotesi di assenza di restrizioni all'offerta di gas nel Paese. Ciononostante, in considerazione degli attuali problemi economico-finanziari del mercato all'ingrosso, il Governo ha annunciato l'intenzione di modificare l'attuale quadro regolatorio e sviluppare nel corso del biennio 2013-2014 un mercato dell'energia elettrica basato su un modello cost-plus.

Per la vendita all'ingrosso di energia e/o capacità sono molto diffusi i meccanismi di aste a lungo termine. Si tratta di sistemi volti a garantire la continuità delle forniture di energia e a conferire ai generatori maggiore stabilità, con l'aspettativa che ciò incentivi nuovi investimenti; l'adozione di schemi contrattuali di vendita a lungo termine (fino a 30 anni) è stata sinora implementata in Cile, Brasile, Perù e Colombia. In Brasile il prezzo di vendita dell'energia prodotta si basa invece sui prezzi medi delle aste di lungo periodo per energia esistente e nuova. In Colombia il prezzo è definito con aste realizzate tra gli operatori, con cui solitamente si firmano contratti di durata media (fino a un massimo di quattro anni). Un quadro normativo definito di recente sia in Cile sia in Perù, infine, consente ai distributori di sottoscrivere contratti a lungo termine per la vendita nel mercato finale regolato.

Cile, Perù e Brasile hanno inoltre approvato legislazioni per l'incentivo delle energie rinnovabili non convenzionali, che definiscono obiettivi per la partecipazione delle fonti rinnovabili al mix energetico e ne regolano la produzione.

Distribuzione e vendita

L'attività di distribuzione si svolge prevalentemente in regime di concessione, con contratti di lungo periodo (dai 30 ai 95 anni e in alcuni casi di durata indefinita), e con regolazione per remunerazione e accesso alla rete. La revisione delle tariffe di distribuzione avviene ogni quattro (Cile e Perù e la regione del Brasile servita da Coelce) o cinque anni (Colombia e la regione del Brasile servita da Ampla). A causa della "*Ley de Emergencia Económica*" del 2002, in Argentina non si sono ancora mai svolte revisioni tariffarie, sebbene la regolazione preveda che si debbano svolgere ogni cinque anni.

In Cile, Brasile e Perù le società di distribuzione svolgono aste per l'approvvigionamento di energia destinata alla fornitura dei clienti regolati, mentre in Colombia le società di vendita negoziano il prezzo direttamente con le società di generazione, con pass-through ai clienti finali del prezzo medio di acquisto del mercato. In generale, in tutti i Paesi è stata implementata una metodologia di remunerazione delle attività basata sulla RAB e su un tasso di ritorno derivato dal WACC, che garantisce il riconoscimento del capitale investito.

La liberalizzazione del mercato finale, pur non essendo completa, è generalmente abbastanza avanzata: le soglie di idoneità sono fissate a 30 kW in Argentina (20% dei volumi nel 2010), 3 MW in Brasile (30% dei volumi), 0,3 MW in Cile (40% dei volumi), 0,1 MW in Colombia (35% dei volumi nel 2010) e 0,2 MW in Perù (44% dei volumi). I clienti liberi possono sottoscrivere con i generatori contratti bilaterali per la fornitura di energia. Quanto ai clienti vincolati, spetta alle Autorità di regolazione fissare le tariffe per la vendita.

Limiti alla concentrazione e all'integrazione verticale

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

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

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

Argentina

La revisione tariffaria e le altre novità regolatorie argentine

In data 27 gennaio 2016 è stata pubblicata la *Resolución* n. 06 del Ministerio de Energía y Minería che approva la riprogrammazione trimestrale estiva fino ad aprile 2017 per il mercato elettrico all'ingrosso, effettuata in base a nuovi criteri che tengano conto, nella determinazione del prezzo: (i) dell'effettivo costo dell'energia elettrica, depurato dei sussidi, (ii) di nuovi schemi di prezzo differenti per ciascuna tipologia di cliente residenziale in base alla capacità di risparmio nei consumi e (iii) di una nuova tariffa sociale. Tale risoluzione è un passo importante verso la ricostruzione dell'intera catena del valore e del relativo ciclo dei pagamenti del mercato elettrico.

A seguito della precedente risoluzione, in data 28 gennaio 2016, la *Resolución* n. 07 del Ministerio de Energía y Minería, diretta espressamente alle società di distribuzione, EDESUR SA ed EDENOR SA, istruisce ENRE, in modo tale che nell'ambito delle proprie facoltà effettui la revisione delle tariffe, come anticipazione della futura *Revisión Tarifaria Integral* (RTI), in modo da aggiornarle, incrementandole, applicando per le due società di distribuzione sopracitate il Regime Tariffario Transitorio. In aggiunta delibera di non continuare ad applicare il PUREE e di introdurre una nuova tariffa sociale all'intera clientela. Inoltre, stabilisce la data ultima entro la quale la RTI si dovrà definire che è il 31 dicembre 2016.

Nelle intenzioni della nuova amministrazione vi è la volontà di tornare ai princípi fondamentali che ispirarono la legge n. 24065/1991 e di normalizzare il settore elettrico come già da tempo richiesto dalle società operanti in tale settore.

In data 29 gennaio 2016, quindi, ENRE ha emesso:

- la *Resolución* n. 1/2016, che contiene un nuovo quadro tariffario, da applicare a ciascuna categoria di cliente a partire dal 1° febbraio 2016, e un regolamento di fornitura che ora prevede una fatturazione su base mensile;
- la *Resolución* n. 2/2016, che invece prevede la chiusura del FOCEDE con decorrenza 31 gennaio 2016 e stabilisce un nuovo regime ai fondi incassati in applicazione della *Resolución* ENRE n. 347/12; in particolare, tali fondi non saranno più gestiti da un *fidecomiso*, ma depositati in un conto corrente di una istituzione bancaria riconosciuta dalla banca centrale argentina.

In data 30 marzo 2016 la Segreteria dell'Energia Elettrica argentina (SEE), dipendente dal Ministerio de Energía y Minería, attraverso la delibera n. 22/2016, ha aggiornato le tariffe fissate dalla precedente delibera n. 482/2015, da applicarsi a partire da febbraio 2016. Gli incrementi hanno riguardato in particolare la remunerazione dei costi fissi delle unità di generazione termica (+70%) e le centrali idroelettriche (+120%), mentre la remunerazione dei costi variabili è stata incrementata del 40% per entrambe le tecnologie di generazione.

Le tariffe per la componente afferente alle attività di manutenzione non ricorrente sono state incrementate del 60% e del 25% rispettivamente per le centrali termiche e per quelle idroelettriche, mentre la remunerazione addizionale non è stata modificata. In ogni caso tale delibera è da considerarsi una misura provvisoria in attesa del nuovo quadro di regolamentazione del settore che verrà annunciato dal Governo.

Sviluppo di nuova capacità di generazione termoelettrica

In data 22 marzo 2016, con la delibera SEE n. 21/16, si invitano i soggetti interessati a presentare offerte di nuova capacità di generazione termica fino all'estate 2018. Sono escluse da tale offerta le unità preesistenti alla data di pubblicazione della delibera, o che fossero già connesse al sistema di interconnessione argentino (SADI), o per le quali l'energia generata fosse già stata impegnata attraverso altri accordi esecutivi.

Il contratto, previsto in delibera, potrà avere una durata tra i cinque e i 10 anni con CAMMESA in rappresentanza degli operatori del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), con una remunerazione per potenza da fissare in dollari statunitensi/MW/mese e per l'energia generata in dollari statunitensi/MWh con un prezzo differenziato per tipo combustibile. L'erogazione e il riconoscimento dei costi dei combustibili si realizzeranno nelle stesse forme attualmente in vigore. Sono previste soglie minime di capacità da rispettare in ciascun punto di connessione alla rete. Il 14 settembre è stato pubblicato nel Bollettino Ufficiale il risultato della licitazione di nuova capacità di generazione termica, dove sono stati aggiudicati 1.915 MW. Le offerte di potenza sono scaglionate nel tempo: 545 MW entro dicembre 2106; 685 MW entro marzo 2017; 229 MW entro giugno 2017. I rimanenti 456 MW dovrebbero entrare in servizio entro il 2018.

Il 16 novembre 2016, con le delibere SEE n. 420-16 e n. 455-16, la SEE ha convocato i soggetti interessati a sviluppare progetti infrastrutturali che contribuiscano a ridurre i costi nel mercato dell'energia elettrica ("MEM") e ad aumentare l'affidabilità nel sistema elettrico argentino.

Brasile

Aggiornamento *"Bandeiras Tarifárias"*

A partire dal 1° febbraio 2016, le classi di costo di generazione più alto, "Giallo" e "Rosso", sono state ulteriormente differenziate al loro interno. In ogni caso l'evoluzione dell'idraulicità del periodo, che ha riportato a livelli accettabili i bacini idrici, ha determinato un riposizionamento delle *"Bandeiras Tarifárias"* a livello "Giallo" a marzo 2016 e "Verde" ad aprile 2016. Si ricorda che il meccanismo, consistente nell'applicazione di un extra costo differenziato per classi di costo di generazione a condizioni progressivamente più sfavorevoli (Verde, Giallo e Rosso) da fatturare ai consumatori finali senza attendere le successive revisioni tariffarie, è entrato in funzione a inizio 2015 a seguito del disallineamento sempre più accentuato, anche per effetto del prolungarsi della siccità, tra i costi riconosciuti in tariffa e quelli reali.

Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Creato attraverso la legge n. 10438/2002, il CDE è un fondo governativo che si propone di dare impulso allo sviluppo della generazione di energia da fonti alternative, promuovere la globalizzazione dei servizi energetici e dare sussidi ai clienti residenziali a basso reddito. Tale fondo viene alimentato attraverso un'addizionale applicata in tariffa ai consumatori e ai generatori.

In data 15 dicembre 2015 ANEEL ha avviato un tavolo di discussione pubblica, con gli operatori di sistema, al fine di definire il bilancio previsionale del fondo CDE 2016.

L'iniziale proposta di ANEEL era quella di ridurre del 36% il ricarico in tariffa dell'addizionale per il CDE, tenuto conto che la significativa riduzione dei costi dei combustibili, già avvenuta a partire dal 2015, non era stata riflessa tempestivamente a riduzione delle relative addizionali in tariffa nel corso del 2016.

La Risoluzione n. 1.576 ha autorizzato le società di distribuzione a compensare i minori importi fatturati (a seguito dell'applicazione della sentenza giudiziale che ammetteva la richiesta di taluni ricorrenti di vedersi applicata una minor componente CDE in tariffa) attraverso un recupero in quote mensili. La differenza tra la tariffa normale e quella stabilita con sentenza dal Tribunale verrà recuperata dalle società di distribuzione attraverso minori riversamenti, su base mensile, al fondo.

Personale condiviso e contratti tra parti correlate

In data 28 gennaio 2016 ANEEL ha approvato nuove regole sia per condividere personale e infrastrutture tra società appartenenti allo stesso Gruppo, sia per approvare contratti tra parti correlate. In particolare riportiamo le seguenti:

> si permette la condivisione del personale e delle infrastrutture amministrative tra imprese dello stesso Gruppo, anche se operanti in settori di attività diversi (per es., generazione, distribuzione, trasmissione, commercializzazione e holding);

> per la contrattazione del personale si devono confrontare le diverse modalità e formalizzazioni possibili, avendo cura di scegliere quella più vantaggiosa da un punto di vista economico. I contratti di prestazione di servizi, per i quali si deve applicare il principio della separazione economica, finanziaria, amministrativa e operativa delle imprese, hanno una durata massima di cinque anni e si possono prorogare attraverso richiesta e se giustificati da criteri di economicità;

> si devono rispettare le nuove regole per l'approvazione di contratti tra parti correlate, determinate da ANEEL, che si occupa anche di verificare il rispetto dei limiti assegnati.

Portaria n. 237

In data 6 giugno 2016 il Ministro di Minas e Energia ha firmato la *Portaria* n. 237 che permette alle società di distribuzione di energia elettrica di richiedere al Ministero che gli investimenti nelle reti di alta tensione e per le sub-stazioni siano classificati come prioritari. Questa classificazione dà la possibilità di emettere obbligazioni di debito per infrastrutture, che sono obbligazioni finanziarie con scadenza a lungo termine, più lunga rispetto a quelle standard, e che comportano anche benefici fiscali agli emittenti.

Misura Provvisoria n. 735

La Misura Provvisoria n. 735 del 22 giugno 2016 (che è poi stata convertita in legge 29/2016 il 20 di ottobre 2016) ha stabilito quanto segue in relazione agli oneri addizionali di sistema:

> a partire dal 1° gennaio 2017 la Camera di Commercio dell'Energia Elettrica (CCEE) sostituirà Electrobras come società incaricata della gestione degli incassi dei seguenti "Encargos Setoriais": RGR, CDE e CCC, come del resto anche per la gestione amministrativa e per il funzionamento dei relativi fondi settoriali;

- con decorrenza 1° gennaio 2030 il riparto delle quote annuali del CDE sarà effettuato proporzionalmente all'energia trasportata sulla rete di distribuzione e di trasmissione di ciascun operatore espressa in MWh. Non si terrà più in considerazione l'area geografica e la regione servita;
- tra il 1° gennaio 2017 e il 31 dicembre 2029 si definiranno modalità per una graduale e uniforme riduzione e definitiva eliminazione dell'attuale criterio di riparto;
- una remunerazione *ad hoc* per investimenti nella modernizzazione della rete di distribuzione;
- una maggiore flessibilità degli obiettivi di qualità e perdite di rete dei concessionari di distribuzione di energia elettrica in caso di gravi condizioni socio-economiche, fenomeni ambientali estremi, o condizioni operative complesse a causa di furti di energia su ampia scala.

Rinegoziazione delle condizioni contrattuali della concessione di Ampla

Il 10 di agosto del 2016 Ampla, a seguito dell'impatto della crisi economica del Brasile sui consumi di energia elettrica, specialmente nello Stato di Rio de Janeiro, ha formalizzato ad ANEEL alcune richieste di modificazione delle condizioni contrattuali volte ad anticipare la revisione tariffaria al marzo 2018, anziché al 2019, così come una attenuazione degli obblighi di riduzione delle perdite di rete e di investimenti per migliorare la qualità del servizio. ANEEL ha convocato una audizione pubblica per la fine del mese di ottobre, le parti interessate potranno inviare commenti e osservazioni nei 30 giorni successivi e alla fine del 2016 si dovrebbe sottoscrivere un nuovo contratto di concessione, che non modifica la scadenza naturale, ma solamente alcune condizioni economiche.

Tariffa bianca

Il 12 settembre 2016 ANEEL ha approvato la normativa n. 733/2016, che stabilisce le condizioni per applicare le nuove tariffe orarie in vigore per la bassa tensione, la cosiddetta "tariffa bianca".
La "tariffa bianca" è una nuova opzione di tariffa oraria che varia nelle diverse ore del giorno e troverà applicazione scaglionata in base ai livelli di consumo di ciascun cliente a partire dal 2018. In avvio la nuova tariffa sarà applicata ai consumatori che sono collegati a basso voltaggio (127, 220, 380 o 440 V, gruppo B) e ai nuovi clienti, e a partire da gennaio 2020 sara opzionabile da qualsiasi consumatore, a parte quelli che godono di talune agevolazioni.

Rinnovabili

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 a impianti nuovi o a impianti esistenti, e possono essere definite principalmente come segue:
- *Leilão Fontes Alternativas*, riservate alle tecnologie rinnovabili eolica, biomassa e idroelettrico;
- *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 determinate tecnologie (come il rinnovabile);
- *Leilão de Energia Nova* alla quale possono accedere tutti i progetti con data prevista di esercizio superiore a tre anni dall'asta (nel corso del 2016 il periodo per l'entrata in esercizio è stato esteso da cinque a sette anni).

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

Nel corso del 2016, a causa della congiuntura economica sfavorevole, il Paese si è trovato in una condizione di sovraofferta di energia che ha a sua volta obbligato il Governo ad attuare misure per ridurre la sovracontrattazione delle distributrici locali. Nello specifico, è stato rivisto il calendario di aste 2016, è stato rimosso l'obbligo, in capo alle distributrici, di ricontrattazione dei contratti scaduti e sono stati permessi accordi bilaterali per la riduzione temporanea, parziale o totale, dei PPA firmati come risultato delle aste degli anni precedenti.

A novembre il Presidente ha approvato la legge n. 13.360 che ha apportato una serie di emendamenti alla regolamentazione del settore elettrico, tra i quali:
- le distributrici sono state autorizzare a vendere, sul mercato libero, eventuali eccedenze di energia disponibile

all'interno dei contratti precedentemente firmati per la fornitura dei clienti regolati;
> è stato eliminato l'obbligo di rinnovo delle concessioni idroelettriche, per gli impianti <50 MW, attraverso partecipazione ad asta dedicata (tale rinnovo avverrà ora solo attraverso il pagamento di un canone);
> è stato riconosciuto ai generatori idroelettrici un indennizzo dovuto ai casi di mancata produzione conseguente al dispacciamento di impianti termoelettrici fuori dall'ordine di merito del mercato;
> è stato incrementato, da cinque a sette anni, il periodo di anticipo con il quale è possibile convocare aste per la fornitura di energia.

Cile

Distribuzione di energia elettrica

Enel sta promuovendo un progetto dimostrativo di sostituzione di 50.000 contatori intelligenti nel 2016, con l'obiettivo di sostituire tutti i contatori esistenti (circa 1,6 milioni) entro il 2020.
Tali investimenti dovranno essere riconosciuti dal regolatore cileno (CNE) a condizione che lo stesso riconosca la legittimità di inclusione nel *Valor Agregado* di Distribuzione del costo dell'operazione.
A tal proposito il 5 settembre Chilectra ha consegnato alla CNE uno studio elaborato con Systeple per definire le componenti di costo della VAD in vista della fissazione delle tariffe che entreranno in vigore il 4 novembre 2016.
Allo stesso tempo il Parlamento cileno ha approvato la *Ley de equidad tarifaria*, che modifica la struttura tariffaria nelle aree dove si trovano impianti di generazione al fine di perequare queste aree con le aree urbane che contano con maggiori economie di scala.
Con la *Ley de transmisión eléctrica* è stato raggiunto l'obiettivo di unificare i vari centri di dispacciamento di energia elettrica nel Paese, oltre a eliminare il pagamento degli oneri di trasmissione da parte del generatore e la socializzazione di questi costi in tariffa.

Rinnovabili

Il Cile è caratterizzato da un sistema di quote obbligatorie in capo a chi ritira l'energia per commercializzarla con distributori o venditori finali. La legge stabilisce due differenti target a seconda della data di firma del contratto di fornitura:
> per tutta l'energia contrattualizzata tra il 31 agosto 2007 e il 30 giugno 2013 è previsto che venga immessa nel sistema, a partire dal 2014, una quota pari al 5%, con un aumento dello 0,5% annuo, al fine di raggiungere una quota pari al 10% da fonte rinnovabile entro il 2024;
> per tutti i contratti firmati a partire dal 1° luglio 2013, la legge n. 20698 del 2013 prevede un target del 20% al 2025 da raggiungere progressivamente partendo da una quota iniziale del 6% al 2014.

Tutte le fonti rinnovabili sono eleggibili ai fini dell'obbligo. Con specifico riferimento agli impianti idroelettrici fino a 40 MW, è previsto un fattore di correzione che riconosce integralmente i primi 20 MW e introduce un décalage per la quota tra 20 e 40 MW. Il meccanismo prevede inoltre delle penalità in caso di non raggiungimento della quota obbligatoria.
A maggio del 2014 la Presidente Michelle Bachelet ha presentato la nuova Agenda Energetica del Paese indicando i principali obiettivi del sistema, le tappe dell'agenda normativa e il piano di investimenti che il Governo intende effettuare nel prossimo mandato. Con particolare riferimento alle rinnovabili, l'Agenda, oltre a confermare il target del 20% al 2025 sull'energia contrattualizzata, introduce un ulteriore obiettivo in termini di capacità installata, prevedendo che il 45% della nuova capacità che verrà installata nel periodo 2014-2025 sarà rappresentata da impianti rinnovabili. Nell'ambito di tale Agenda, a febbraio 2016 il Ministero dell'Energia ha pubblicato il documento "*Energía 2050: Política Energética de Chile*" definendo le linee guida per l'espansione di lungo termine del settore.
Il 20 luglio 2016 è stata pubblicata la nuova legge della Trasmissione e ad agosto è ufficialmente iniziato il processo di regolamentazione di secondo livello. Secondo il calendario definito dal Governo, il processo, che si concluderà a luglio 2017, prevederà una fase di consultazione preliminare che coinvolgerà le principali aziende del settore e sarà finalizzato alla stesura dei documenti definitivi. La nuova legge, oltre a introdurre un unico operatore di sistema, assegna un ruolo centrale nella pianificazione dell'espansione del sistema di trasmissione e trasferisce progressivamente il costo della trasmissione dai generatori ai clienti finali.

Perù

Distribuzione di energia elettrica

Il Governo peruviano di recente nomina ha provveduto ad approvare una norma che permette l'accesso al mercato spot dei clienti liberi e dei distributori.
Il 24 luglio scorso è stato approvato il regolamento di attua-

zione del decreto legislativo n. 1221 dove sono state disciplinate le seguenti tematiche:

> ZRT (zone di responsabilità tecnica): il Ministero per l'Energia ha previsto una definizione nei prossimi sei mesi delle ZRT soggette a commento da parte delle società di distribuzione;
> VAD addizionale per gli investimenti, operations and mantainance con riferimento alle iniziative di innovazione tecnologica nelle reti di distribuzione, ivi incluso il contatore elettronico, che diverrà di proprietà della rete di distribuzione locale;
> definizione di un fattore di riaggiustamento delle tariffe in funzione dei valori SAIDI e SAIFI definiti da Osinergmin, il regolatore elettrico peruviano.

Nuovo regolamento del mercato all'ingrosso

In data 24 luglio 2016 il Ministero dell'Energia e del Mercato elettrico ha pubblicato il decreto supremo n. 018-2016-EM e successivamente, in data 28 luglio 2016, ha pubblicato il decreto supremo n. 026-2016-EM per apportare modifiche al regolamento del mercato all'ingrosso (MME) di energia elettrica. Le principali novità dettate dai summenzionati decreti sono le seguenti:

> l'approvazione del regolamento del mercato MME di breve termine che si denomina MCP (*Mercado de Corto Plazo*);
> meccanismi di funzionamento, modalità di assegnazione dei servizi complementari, rigidità operative e modalità di assegnazione di benefici in caso di congestionamento.

I soggetti autorizzati a operare nel mercato MCP sono i seguenti:

> le società di generazione per far fronte ai propri contratti di fornitura;
> le società di distribuzione per far fronte alle richieste dei propri clienti del mercato libero fino a un massimo del 10% della domanda totale; infine,
> i grandi clienti per soddisfare fino a un massimo del 10% della loro domanda totale di energia elettrica.

Il Comitato delle attività economiche del sistema di interconnessione nazionale (COES) calcolerà i costi marginali dell'energia elettrica e del congestionamento valorizzando in via provvisoria su base giornaliera le transazioni nel mercato e renderà disponibili i risultati sul proprio portale web. Gli indennizzi per congestionamento si suddivideranno tra tutti i partecipanti in base a quanto previsto dal regolamento. Sono, altresì, previste sanzioni per i soggetti che non dovessero adempiere alle proprie obbligazioni di pagamento.

Rinnovabili

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili peruviano, introdotto dal decreto legislativo n. 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 competente.
Le aste prevedono un prezzo massimo di offerta e 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 e il rimborso anticipato delle tasse sulle vendite.
Nello specifico si è concluso a maggio 2016, con la firma dei PPA di lungo termine, il processo della quarta asta riservata alla generazione da fonti rinnovabili e finalizzata al raggiungimento del target del 5% per l'anno 2018.

Colombia

Distribuzione di energia elettrica

In data 14 marzo 2016 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha definito una metodologia per la remunerazione dell'attività di distribuzione. L'attenzione del regolatore è focalizzata sulla definizione di un nuovo quadro normativo in grado di ridurre la base patrimoniale riconosciuta del 20% (circa 1 trilione di pesos colombiani). Ciò potrebbe rallentare lo sviluppo tecnologico e scoraggiare la realizzazione di investimenti nel Paese, che ha bisogno di espandere e ristrutturare le reti, nonché di migliorare la qualità del servizio.
Il Gruppo Enel è pronto ad ampliare la sua partecipazione alle attività di distribuzione come la privatizzazione delle società di distribuzione statali (Meta, Huila, Caqueta, tra le altre).

Uruguay

Rinnovabili

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 energeti-

co. 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).
Il successo della cosiddetta "rivoluzione eolica uruguaiana" ha permesso di raggiungere a settembre 2016 una capacità installata di 1 GW nel Paese, eccedendo di molto l'obiettivo definito dalla politica nazionale.
Per quanto riguarda l'accesso al mercato, gli operatori privati possono partecipare alle aste competitive convocate dal Governo, tipicamente per tecnologia, per l'allocazione di contratti pluriennali destinati alla vendita dell'energia al distributore del mercato nazionale UTE.

Nord e Centro America

Stati Uniti d'America

A livello federale

Nel mese di novembre 2016 il candidato del Partito Repubblicano, Donald Trump, è stato eletto Presidente e i repubblicani hanno mantenuto il controllo sia della Camera dei Rappresentanti sia del Senato. L'amministrazione Trump in arrivo nominerà una nuova direzione di agenzie e dipartimenti federali, compresa la Environmental Protection Agency (EPA), il Dipartimento dell'Energia (DOE) e il Dipartimento dell'Interno. Il Presidente nomina anche nuovi Commissari per la Federal Energy Regulatory Commission.
Ci si attende che la nuova amministrazione riconsideri, revochi, o altrimenti ritiri il Clean Power Plan, la proposta del 2015 dell'EPA che regolamenta le emissioni di gas a effetto serra dalle centrali elettriche. Tale regolamento è attualmente oggetto di contestazione davanti alla D.C. Circuit Court. Inoltre, ci si aspetta che il Congresso degli Stati Uniti prenda in considerazione una riforma fiscale. La sequenza temporale esistente per la qualificazione del credito d'imposta di energia rinnovabile dovrebbe rimanere stabile. Cambiamenti del tax rate potrebbero influenzare una serie di investimenti in infrastrutture (comprese quelle rinnovabili, che potrebbero avere effetti sull'economia in alcuni scenari).
Nel dicembre 2016 il U.S. Fish and Wildlife Service (USFWS) ha pubblicato un aggiornamento dei regolamenti per danni incidentali delle aquile. Le modifiche intendono creare un quadro più efficiente che permetta di sostenere l'attuazione di misure di mitigazione che evitino, e riducano al minimo, l'impatto negativo causato da attività altrimenti lecite.

A livello statale

Il 27 dicembre 2016 il Dipartimento delle Risorse Energetiche del Massachusetts ha annunciato la sua intenzione di realizzare al 1° gennaio 2020 un obiettivo di accumulo di energia per le aziende elettriche che richiedono l'approvvigionamento di sistemi di costo-efficacia; obiettivi formali saranno fissati dal 1° luglio 2017.

Canada

A livello federale

Il 21 novembre 2016 il Ministro dell'Ambiente canadese ha annunciato che il Paese spera di generare, entro il 2030, il 90% della sua elettricità da fonti che non emettono gas a effetto serra. Il Paese eliminerà progressivamente il carbone e utilizzerà la Canada Infrastructure Bank per finanziare ulteriori progetti di energia pulita al fine di raggiungere il suo obiettivo di ridurre le emissioni gas a effetto serra di 5 Megaton ogni anno.

A livello provinciale

Il 21 novembre 2016 il Governo dell'Alberta ha annunciato che porrà fine al mercato libero dell'energia elettrica e passerà a un mercato della capacità per ridurre la volatilità e incoraggiare la crescita di fonti di energia a basse emissioni. Tale passaggio ridurrà drasticamente i picchi e l'incertezza del mercato. La nuova struttura sarà in vigore entro il 2021.
Il 24 novembre 2016 il Governo dell'Alberta ha concluso accordi con TransAlta Corp., Capital Power Corp. e ATCO Ltd per la cessazione delle emissioni di carbone entro il 31 dicembre 2030. A tal fine la Provincia dell'Alberta pagherà circa 814 milioni di dollari statunitensi, a titolo di risarcimento in 14 anni, per l'eliminazione graduale di sei centrali a carbone. Tali pagamenti saranno finanziati dai prelievi sulle emissioni industriali di CO_2 e potranno essere reinvestiti nel mercato elettrico della Provincia.

Messico

Rinnovabili

Nel corso del 2016 le autorità locali hanno continuato l'implementazione delle leggi e dei regolamenti necessari per completare la ristrutturazione del settore energetico. Con specifico riferimento al settore elettrico, nel 2016 il processo regolatorio, iniziato con gli emendamenti costituziona-

li approvati a dicembre 2013 e consolidato nel 2014 con l'approvazione delle leggi di riferimento (*Ley de la Industria Eléctrica*, *Ley de Generación de Energía Geotérmica* e *Ley de la Comisión Federal de Electricidad*), è stato particolarmente orientato alla ristrutturazione orizzontale e verticale dell'ex monopolista del settore (*Comisión Federal de Electricidad*). Tale processo di ristrutturazione, che si prevede si concluderà entro la fine del 2017, porterà alla creazione di almeno quattro imprese di generazione, due imprese per la gestione delle attività di trasporto (Trasmissione e Distribuzione), due imprese dedicate alla fornitura dei clienti e due filiali responsabili della gestione delle relazioni commerciali con i generatori che hanno optato per rimanere nel vecchio mercato (produttori indipendenti e autogeneratori).
In linea con il calendario annunciato, a gennaio sono iniziate le operazioni sul mercato di breve termine dell'energia e nel corso dell'anno si sono conclusi i primi due processi d'asta per l'assegnazione di contratti di lungo termine, tramite i quali i distributori sono chiamati a comprare energia e certificati necessari per rispettare il target di generazione da fonti non fossili nel 2018 e negli anni successivi (30% al 2021 e 35% al 2024).
Per quanto riguarda l'evoluzione di lungo termine del settore, il Ministero dell'Energia (SENER) ha emesso a giugno il documento di riferimento per la pianificazione del settore elettrico per il periodo 2016-2030 (PRODESEN). Il documento è finalizzato all'identificazione dei progetti nel campo della generazione, trasmissione e distribuzione necessari a garantire la fornitura di energia nel periodo di riferimento. In linea con le stime del Ministero, la domanda dovrebbe crescere tra il 3 e il 4%, il che richiederà la realizzazione di circa 60 GW di nuova capacità e 32 GW di capacità rinnovabile in modo da garantire il raggiungimento del target di generazione non fossile al 2024 (35%).
Alla fine del 2016 è iniziato il processo regolatorio per l'implementazione delle aste di medio termine, che rappresentano uno degli strumenti, messi a disposizione dei distributori, per garantire i parametri di copertura della domanda definiti dal regolatore.

Guatemala

Rinnovabili

L'evoluzione del settore energetico guatemalteco è stata guidata dalla Politica Energetica e dai Piani di Espansione della Generazione e del Trasporto, sulla base dei quali, negli anni scorsi, sono state effettuate aste di lungo termine per incentivare gli investimenti in nuovi progetti di generazione. Tali azioni, unite alla stabilità della regolamentazione locale, hanno permesso un aumento della capacità installata del Paese e un cambio della matrice energetica, tale per cui nel 2016 circa il 60% della generazione del Paese è provenuta da fonti rinnovabili.
La politica energetica emessa nel 2016 stabilisce per il 2030 un obiettivo del 90% di generazione da fonti rinnovabili.
Nel corso dell'anno, le distributrici hanno organizzato due aste di breve termine per la fornitura di energia e potenza e nel 2017 si prevede sarà organizzata una nuova asta di lungo termine per la realizzazione di nuovi progetti. A febbraio è stata inoltre regolamentata la possibilità di realizzare offerte tra Guatemala e Messico, il che permetterà al Paese di essere in una posizione di interconnessione privilegiata, essendo contemporaneamente connesso al Mercato Elettrico Regionale e al Messico.

Panama

Rinnovabili

Tipicamente gli impianti rinnovabili accedono al mercato tramite la partecipazione ad aste organizzate dall'operatore di sistema (ETESA) che opera come compratore unico. Nel corso del 2016 l'autorità ha però promosso meccanismi per l'installazione di impianti rinnovabili da parte dei clienti finali, rafforzando il procedimento per l'autoconsumo.
Ad aprile il Parlamento ha approvato il Piano Energetico Nazionale (PEN) per il periodo 2015-2050 che si propone di definire un cambio nella matrice energetica del Paese, finalizzato alla riduzione delle emissioni di CO_2.
A luglio è stata pubblicata la risoluzione n. 10.143 che ha modificato la metodologia per l'esportazione di energia durante i periodi di alta idrologia del sistema. La nuova metodologia si propone di ridurre il rischio di straripamento di bacini.

Costa Rica

Rinnovabili

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 l'Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE").
Il Piano Energetico attualmente in vigore, approvato a settembre 2015 (*Plan Nacional de Energía* 2015-2030), identi-

fica obiettivi di breve, 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 perseguiti con misure dedicate:

> migliorare l'efficienza energetica del Paese attraverso la riduzione dell'intensità energetica e delle emissioni associate al consumo di energia;
> assicurare una generazione distribuita efficiente permettendo l'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.

Africa Sub-Sahariana e Asia

India

Rinnovabili

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 e 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 100 GW solare, 60 GW eolico, ~15 GW 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 sono rappresentati da: aste; Preferred Feed-in Tariff; RECs (Renewable Energy Certificates) basati su Renewable Portfolio Obligations statali (RPO); GBI (Generation Based Incentive) eolico, attualmente in vigore sino a marzo 2017, e altri incentivi fiscali.

Il meccanismo di incentivazione maggiormente applicato per l'energia eolica è la "Preferred Feed-in Tariff" (FiT), definita dalla Commissione di ciascuno Stato e garantita tramite PPA (Power Purchase Agreement), della durata variabile a seconda degli Stati tra i 10 e i 25 anni, con le società distributrici statali (Discoms). Le FiT sono riviste periodicamente dalle SERC, vengono fissate al momento dell'entrata in esercizio dell'impianto e restano invariate per la durata del PPA. A giugno 2016, comunque, il MNRE ha pubblicato le linee guida per la realizzazione di 1.000 MW di capacità eolica attraverso aste competitive e si prevede che tale meccanismo sostituirà gradualmente le FiT.

Lo sviluppo del solare è sostenuto principalmente attraverso il programma lanciato nel 2010 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 tre fasi e 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.

A giugno 2016 il MNRE ha pubblicato una bozza di Policy volta a definire linee guida a sostegno dello sviluppo di mini/micro reti basate su energie rinnovabili con l'obiettivo di realizzare almeno 10.000 progetti equivalenti a un minimo 500 MW di capacità installata nei prossimi cinque anni, per fornire accesso all'energia nelle aree rurali.

Il 2 ottobre 2016 l'India ha ratificato gli accordi sul clima definiti durante il vertice di Parigi lo scorso dicembre 2015, impegnandosi a ridurre l'intensità delle emissioni di carbone (INDC - Intended Nationally Determined Contribution) del 33-35% entro il 2030, rispetto ai livelli del 2005, e a raggiungere il 40% della capacità elettrica installata da fonti non fossili (attualmente pari al 30% includendo il grande idroelettrico e il nucleare). Tale impegno da parte del Governo indiano rafforza ulteriormente l'ambizioso target di 175 GW di capacità rinnovabile al 2022 e dovrebbe ulteriormente definire l'agenda politica in tal senso per attrarre investimenti nel settore.

A fine ottobre 2016 il MNRE ha pubblicato il documento finale relativo alle modalità operative per la realizzazione, per la prima volta nel Paese, di 1.000 MW di capacità eolica attraverso aste competitive. Il 28 ottobre è stata annunciata la suddetta gara che è partita il 9 gennaio 2017 con il processo di pre-selezione. Possono partecipare alla gara i progetti sviluppati negli otto Stati dell'India classificati come "Sta-

ti ventosi" (Andhra Pradesh, Gujarat, Karnataka, Madhya Pradesh, Maharashtra, Rajasthan, Tamil Nadu e Telangana) e connessi alla rete di trasmissione nazionale del Paese. I vincitori dell'asta si aggiudicheranno un PPA a tariffa fissa della durata di 25 anni con PTC (Power Trading Company), la società nazionale di trading di energia, che a sua volta venderà l'energia attraverso dei PSA (Power Sales Agreement) alle società distributrici statali (Discom) degli "Stati non ventosi". Si prevede che il meccanismo di aste competitive sostituirà gradualmente le FiT per la tecnologia eolica.

Nel corso del terzo trimestre 2016 è partita in India un'ampia riforma del sistema di tassazione indiretta del Paese, la c.d. "GST - Good and Service Tax", che dovrebbe entrare in vigore dal 1° aprile 2017. La riforma, una volta approvata, introdurrà nuove percentuali di tassazione per beni e servizi, impattando anche sui costi per la realizzazione degli impianti nel Paese. Tali percentuali non sono state ancora definite, pertanto sembra molto probabile uno slittamento dell'entrata in vigore di tale riforma.

Sudafrica

Rinnovabili

La Repubblica Sudafricana, sulla base della strategia energetica di lungo termine definita nell'*Integrated Resource Plan* 2010-2030 approvato a maggio 2011, intende raggiungere 17,8 GW di capacità installata da fonti rinnovabili entro il 2030. Lo strumento principale per il raggiungimento di tale target è il *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 cinque round di aste (Bid Windows). I primi quattro round si sono già svolti, comportando l'assegnazione di più di 5.000 MW. Nel 2015 è poi stato aggiunto – e svolto – un ulteriore round, chiamato Expedited Round, o Round 4.5, per ulteriori 1.800 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 22 novembre 2016 il Dipartimento dell'Energia ha pubblicato le nuove bozze per la revisione dell'IEP (*Integrated Energy Plan*) e dell'IRP (*Integrated Resource Plan*), i piani pluriennali di lungo termine relativi alla strategia di sviluppo del settore energetico e del settore elettrico nel Paese fino al 2050.
Il processo di consultazione pubblica è aperto fino a marzo 2017 e la promulgazione dei documenti finali è attesa per la seconda metà del 2017.

Il regolatore elettrico nazionale NERSA ha avviato già 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 (c.d. "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 (c.d. "Net Metering"). La regolamentazione sul Wheeling permetterà la vendita di energia elettrica tramite contrattazione bilaterale da un generatore privato con i clienti finali (commerciali o industriali, esclusi i clienti residenziali). Non sono state comunicate ufficialmente date per il completamento di detti processi. Nel corso del 2016 tali processi non sono ancora stati completati e non è stato ufficialmente comunicato quando saranno finalizzati.

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

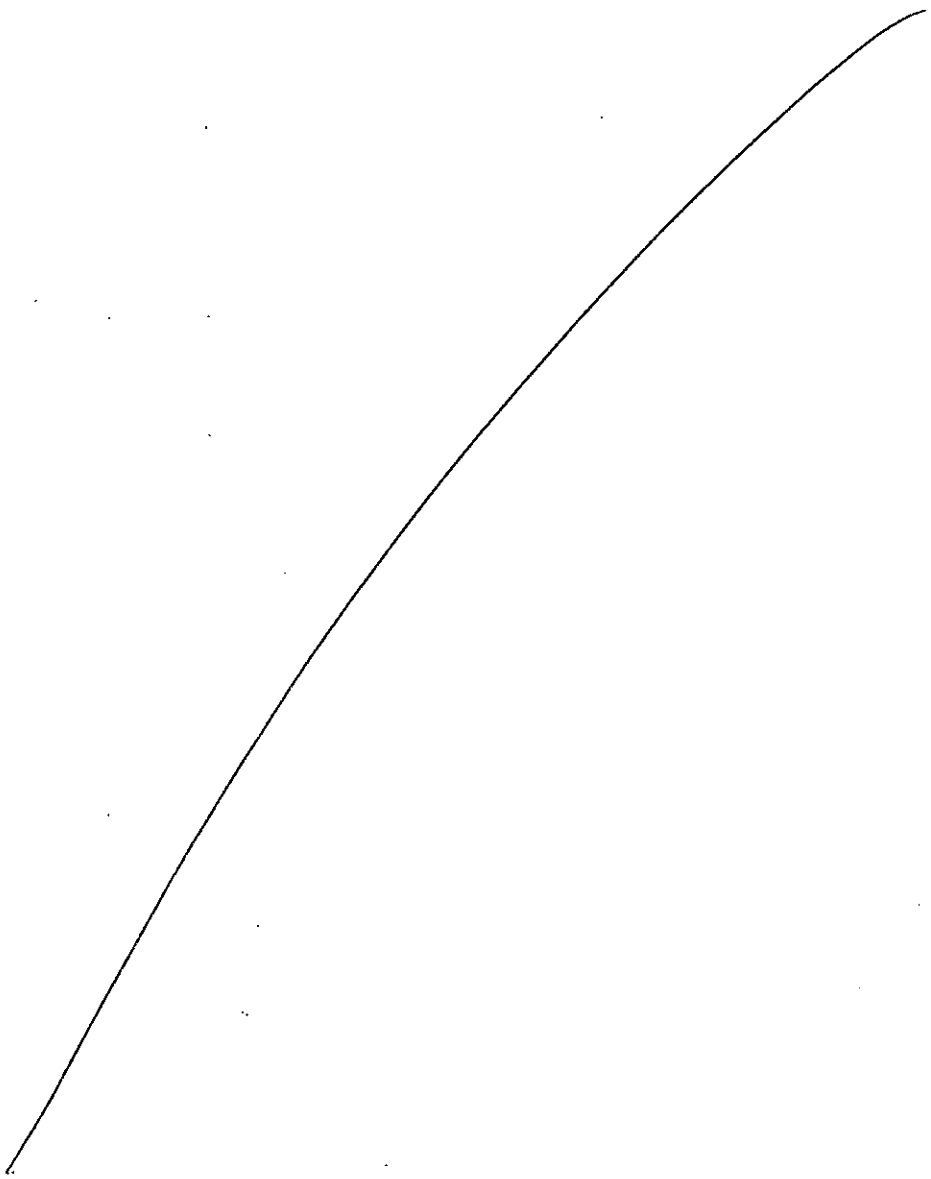
Kenya

Rinnovabili

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 attrarre 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 20 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-idro e geotermico) e taglia dell'impianto, e sono parzialmente indicizzate all'inflazione degli Stati Uniti (US CPI). Il quadro legislativo e regolatorio del Paese è tuttavia in fase di revisione dal 2015 e l'approvazione della versione finale della nuova Energy Bill è previsto nella seconda metà del 2017, a valle delle elezioni. Si prevede inoltre una graduale sostituzione del meccanismo delle FiT con quello basato su aste competitive.

Il Paese presenta un tasso di elettrificazione pari 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. L'obiettivo è di raggiungere il 100% di elettrificazione entro il 2030.



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.
Si rinvia inoltre allo "Scenario di riferimento" per una analisi puntuale dei fattori che costituiscono alcuni dei presupposti fondamentali di tali rischi.

Rischi legati ai processi di liberalizzazione dei mercati e a cambiamenti regolatori

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

Rischi legati alle emissioni di CO_2

L'emissione di anidride carbonica (CO_2), oltre a rappresentare uno dei fattori che può influenzare sensibilmente la gestione del Gruppo, rappresenta una delle maggiori sfide che il Gruppo stesso, a tutela dell'ambiente, sta affrontando.
La normativa comunitaria sul sistema di scambio di quote di anidride carbonica (CO_2) impone oneri per il settore elettrico.
Al fine di ridurre i fattori di rischio legati alla normativa in materia di CO_2, il Gruppo svolge un'attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione della normativa comunitaria e nazionale, diversifica il mix produttivo a favore di tecnologie e fonti a basso tenore di carbonio, con particolare attenzione alle fonti rinnovabili e al nucleare, sviluppa strategie che gli consentono di acquisire quote a un costo più competitivo, ma soprattutto migliora le prestazioni ambientali dei propri impianti incrementandone l'efficienza energetica.

Rischi di mercato

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di mercato e in particolare al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

La governance dei rischi finanziari adottata dal Gruppo prevede la presenza di specifici Comitati interni, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché specifiche policy a livello di Gruppo e di singole 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 e delle forniture ai clienti finali o a operatori del mercato all'ingrosso.
Si è dotato, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio commodity residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati su mercati regolamentati od 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 del Bilancio consolidato.
Per mitigare i rischi di interruzione delle forniture di combustibili, il Gruppo ha sviluppato una strategia di diversificazione delle fonti di approvvigionamento ricorrendo a fornitori dislocati in differenti aree geografiche.

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 connesso 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 subsidiary denominate in valuta diversa da quella di conto od operativa per la società detentrice della passività;
- > attività/passività finanziarie valutate al fair value.

Il Bilancio consolidato è inoltre soggetto al rischio cambio insito nei valori di consolidamento delle partecipazioni denominate in divise diverse dall'euro (rischio traslativo).
La 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 OTC.
Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 del Bilancio consolidato.

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

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).
Già dagli esercizi precedenti, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di incasso dei crediti commerciali. 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 2016 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 a operazioni di cessione è stato, a partire dal 2011, progressivamente esteso sia geograficamente sia attraverso l'allargamento anche a crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla commercializzazione, quali per esempio crediti derivanti da attività di generazione, vendite di energia elettrica effettuate nell'ambito dell'attività di energy management, vendite di certificati verdi o servizi di trasporto di energia elettrica.
Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

1050

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 (per es., credit crunch, crisi del debito sovrano ecc.) o della mutata percezione da parte del mercato della rischiosità del Gruppo.

La politica 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 a ulteriori fonti di finanziamento, nonché al mantenimento di un liquidity buffer prudenziale, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di assicurare la liquidità necessaria a fronteggiare gli impegni di medio e lungo termine, Enel persegue una strategia di gestione dell'indebitamento che prevede una struttura diversificata delle fonti di finanziamento cui ricorre per la copertura dei propri fabbisogni finanziari e un profilo di scadenze equilibrato.

Rischi connessi al rating

Il merito di credito, assegnato a una società dalle agenzie di rating, influenza la sua possibilità di accedere alle varie fonti di finanziamento nonché le rispettive condizioni economiche; un eventuale peggioramento di tale merito creditizio potrebbe, pertanto, costituire una limitazione all'accesso al mercato dei capitali e/o un incremento del costo delle fonti di finanziamento con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Nel corso del 2016 la valutazione del profilo di rischio di Enel attribuita dalle agenzie di rating Standard & Poor's, Moody's e Fitch non ha subíto variazioni. Pertanto, al termine dell'esercizio, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB" secondo Standard & Poor's con outlook stabile; (ii) "BBB+", con outlook stabile, secondo Fitch; e (iii) "Baa2", con outlook stabile secondo Moody's.

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per oltre il 50% dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzata, tra gli altri, in Paesi dell'America Latina, in Nord America, Africa e Russia – sottopone Enel all'obbligo di considerare e valutare il cosiddetto "rischio Paese", consistente nei rischi di natura macroeconomica e finanziaria, regolatoria e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sulla protezione degli asset aziendali. Proprio per mitigare questa tipologia di rischio Enel si è dotata di un modello di calcolo del rischio Paese capace di monitorare puntualmente il livello di rischio nei Paesi del proprio perimetro.

Le prospettive sono in miglioramento nei Paesi avanzati, ma la debolezza delle economie emergenti frena l'espansione degli scambi globali – gli indicatori del commercio mondiale segnano livelli minimi in questo 2016 – e contribuisce a comprimere i prezzi delle materie prime. I corsi petroliferi sono scesi sotto i livelli minimi raggiunti nella fase più acuta della crisi del 2008-2009. Le proiezioni dell'attività mondiale prefigurano per l'anno in corso e per il prossimo una modesta accelerazione rispetto al 2016.

Il rialzo in dicembre dei tassi di interesse da parte della Fed, motivato dal miglioramento del mercato del lavoro e dei principali indicatori di crescita, segna negli Stati Uniti l'inizio di un progressivo allentamento delle politiche monetarie espansive, a differenza di quanto accade in Europa.

Nell'area dell'euro la crescita prosegue ma resta fragile. Il programma di acquisto di titoli dell'eurosistema si sta dimostrando efficace nel sostenere l'attività economica nel suo complesso, con effetti finora in linea con le valutazioni iniziali. L'indebolimento della domanda estera, i consumi che faticano a riprendere e le fragilità del sistema bancario hanno contribuito all'insorgere di nuovi rischi al ribasso per la crescita e l'inflazione, che tuttavia ha dato segnali positivi nell'ultimo trimestre. Il Consiglio direttivo della BCE in dicembre ha mantenuto le misure espansive, confermando l'acquisto di titoli per 80 miliardi di euro al mese fino a marzo 2017, modulati a 60 miliardi per i mesi successivi dell'anno.

Sul piano politico, il referendum per la Brexit e la crescita di movimenti anti-europeisti, favoriti anche dalle difficoltà nella gestione dei temi relativi all'immigrazione e al terrorismo da parte dei Governi, hanno aumentato i rischi di instabilità nel continente, alla luce delle elezioni e referendum in programma per il 2017 in Francia, Germania, Spagna e Olanda.

Altri fattori di incertezza associati al contesto internazionale sono legati alla capacità delle economie emergenti di crescere con quotazioni delle commodity in ribasso rispetto alla decade passata, alla politica estera della nuova amministrazione Trump negli Stati Uniti e alla capacità dei policy maker

1051

cinesi di guidare l'attesa transizione verso un'economia di servizi.

Rischi industriali e 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 (ISO 14001 ed 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 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 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 Strategico 2017-2019 del Gruppo, presentato nel novembre del 2016, introduce la digitalizzazione e l'attenzione al cliente accanto ai princípi fondamentali del piano precedente, consentendo così di accelerare la creazione di valore per tutti gli stakeholder. In particolare, il Piano Strategico 2017-2019 del Gruppo si focalizza sui temi di seguito elencati.

> Digitalizzazione: investimento di 4,7 miliardi di euro per digitalizzare gli asset, l'operatività e i processi del Gruppo e potenziare la connettività, con l'obiettivo di generare un incremento cumulato dell'EBITDA per 1,6 miliardi di euro tra il 2017 e il 2019.

> Attenzione al cliente: migliorare il servizio al cliente per preservare e far crescere l'asset più importante di Enel, il suo portafoglio di oltre 60 milioni di clienti finali, con l'obiettivo di generare 3 miliardi di euro di EBITDA nel 2019.

> Efficienza operativa: obiettivo di risparmi per 1 miliardo di euro nel 2019 rispetto al 2016, con un incremento di 500 milioni di euro rispetto al piano precedente, principalmente attraverso una riduzione dei costi operativi sostenuta dalla digitalizzazione.

> Crescita industriale: fortemente centrata sui business delle reti e delle rinnovabili; in tale ultimo settore prevista l'introduzione di un modello di business a minore intensità di capitale, denominato "BSO" ("Build, Sell and Operate").

> Semplificazione del Gruppo: razionalizzazione della struttura a livello Paese in tutte le geografie di presenza del Gruppo, in particolare in America Latina e nelle rinnovabili.

> Gestione attiva del portafoglio: aumento a 8 miliardi di euro rispetto ai precedenti 6 miliardi dell'obiettivo di rotazione degli asset, con un target rolling su base triennale. Tale piano prevede anche l'opzione di attivazione di un programma di acquisto di azioni proprie fino a 2 miliardi di euro, che sarà presentata all'Assemblea degli azionisti di Enel il 4 maggio del 2017.

> Remunerazione degli azionisti: incremento del pay-out al 65% sull'utile netto ordinario consolidato dell'esercizio 2017, rispetto al 60%, e al 70% sull'utile netto ordinario consolidato degli esercizi 2018 e 2019, rispetto al 65%. Dividendo minimo di 0,21 euro per azione sui risultati dell'esercizio 2017.

Nel 2017 sono previsti:

> l'avvio degli investimenti in digitalizzazione, con l'inizio della campagna di installazione degli smart meter di seconda generazione in Italia e il proseguimento della loro installazione nella penisola iberica. È inoltre prevista l'accelerazione del roll-out della rete a fibra ottica intrapreso da OpEn Fiber;

> i primi contributi della strategia di attenzione al cliente su scala globale, con l'avvio degli investimenti nelle piattaforme di back office e customer experience, e in particolare in Italia, con la conclusione del regime di Tutela Simile e la prevista liberalizzazione del mercato nel 2018;

> progressi significativi nell'efficienza operativa, supportati dalla digitalizzazione, con un target di cash cost pari a 11,2 miliardi di euro;

> il contributo della crescita industriale, focalizzata su reti e rinnovabili, con un target di EBITDA di crescita pari a 1,4 miliardi di euro;

> la seconda fase di semplificazione societaria a livello di singolo Paese in America Latina volta ad aumentare le efficienze e i benefíci economici per il Gruppo;

> ulteriori progressi nella gestione attiva del portafoglio, che nella prima parte del 2017 ha registrato acquisizioni per 1,2 miliardi di euro, e incrementi nella partecipazione azionaria in due società rumene per 0,4 miliardi di euro.

Sulla base degli elementi chiave sopra esposti, si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano Strategico 2017-2019 del Gruppo.

		2017	2018	2019	CAGR 17-19
EBITDA ricorrente	miliardi di euro	~15,5	~16,2	~17,2	~+5%
Utile netto ordinario	miliardi di euro	~3,6	~4,1	~4,7	~+14%
Dividendo minimo	euro/azione	0,21			~+22%
Pay-out	%	65	70	70	+15 p.p.
Flusso di cassa operativo/ Indebitamento finanziario netto	%	26	27	30	~+5 p.p.

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 2016 – vale a dire il 16 marzo 2017 – 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" (le "Società controllate estere extra UE") dettate dall'art. 36 del Regolamento Mercati approvato con delibera CONSOB n. 16191 del 29 ottobre 2007 (il "Regolamento Mercati").

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, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 27 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 2015.
Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Ampla Energia e Serviços SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 2) Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 3) Companhia Energética do Ceará SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 4) Compañía Eléctrica Tarapacá SA (società fusa per incorporazione in Gas Atacama Chile SA dal 1° dicembre 2016); 5) Dominica Energía Limpia S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power); 6) EGPNA Renewable Energy Partners LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 7) EGPNA REP Wind Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 8) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 9) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina del perimetro Enel Américas); 10) Empresa Eléctrica Panguipulli SA (società cilena del perimetro Enel Green Power); 11) Enel Américas SA (società cilena risultante dalla scissione di Enersis SA); 12) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 13) Enel Chile SA (società cilena risultante dalla scissione di Enersis SA); 14) Enel Distribución Chile SA (già Chilectra SA, società cilena del perimetro Enel Chile); 15) Enel Distribución Perú SAA (già Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA, società peruviana del perimetro Enel Américas); 16) Enel Fortuna SA (società panamense del perimetro Enel Green Power); 17) Enel Generación Chile SA (già Empresa Nacional de Electricidad SA, società cilena del perimetro Enel Chile); 18) Enel Generación Perú SAA (già Edegel SA, società peruviana del perimetro Enel Américas); 19) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (già Enel Brasil Participações Ltda, società brasiliana del perimetro Enel Green Power); 20) Enel Green Power Chile Ltda (società cilena del perimetro Enel Green Power); 21) Enel Green Power del Sur SpA (già Parque Eólico Renaico SpA, società cilena del perimetro Enel Green Power); 22) Enel Green Power México S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power); 23) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 24) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 25) Enel Russia PJSC (società russa); 26) Gas Atacama Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile); 27) Origin Goodwell Holdings LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power);

> lo Stato patrimoniale e il Conto economico del Bilancio 2016 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) almeno 15 giorni prima della data prevista per lo svolgimento dell'Assemblea ordinaria annuale – che verrà convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2016 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 approvato con delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999);

> gli statuti, la composizione e i poteri degli organi sociali di tutte le società sopra indicate sono stati acquisiti da parte di Enel SpA e sono tenuti a disposizione della CONSOB, in versione aggiornata, ove da parte di quest'ultima fosse avanzata specifica richiesta di esibizione a fini di vigilanza (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati);

1054

> è stato verificato da parte di Enel SpA che tutte le società sopra indicate:
  - forniscono al revisore della Capogruppo Enel SpA le informazioni necessarie al revisore medesimo per condurre l'attività di controllo dei conti annuali e infra-annuali della stessa Enel SpA (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c)-i), del Regolamento Mercati);
  - dispongono di un sistema amministrativo-contabile idoneo a far pervenire regolarmente alla direzione e al revisore della Capogruppo Enel SpA i dati economici, patrimoniali e finanziari necessari per la redazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel (secondo quanto previsto dall'art. 36, comma 1, lett. c)-ii), del Regolamento Mercati).

Approvazione del bilancio

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

Informativa sugli strumenti finanziari

Con riferimento all'informativa sugli strumenti finanziari richiesta dall'art. 2428, comma 2, n. 6 *bis* del codice civile, si rinvia a quanto illustrato nelle Note 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 all'informativa sulle parti correlate e al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato nella specifica Nota di commento 35 del Bilancio di esercizio di Enel SpA.

Azioni proprie

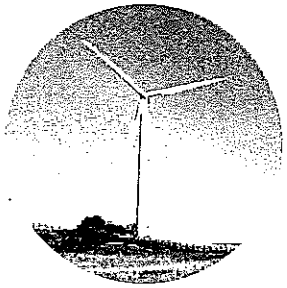
La Società non detiene azioni proprie in portafoglio, né ha svolto transazioni in azioni proprie nell'esercizio.

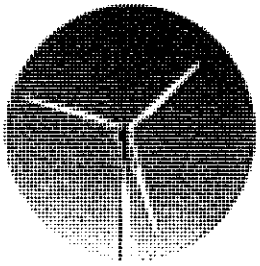
Operazioni atipiche e/o inusuali

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 2016.
A tal proposito, sono definite come tali le operazioni che per significatività/rilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento possono dar luogo a dubbi sulla correttezza e/o completezza dell'informazione, sul conflitto di interesse, sulla salvaguardia del patrimonio aziendale, nonché sulla tutela degli azionisti di minoranza.

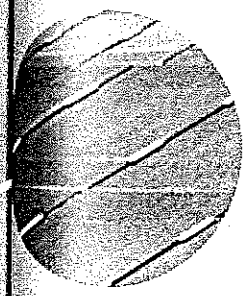
Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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













Il modello di business sostenibile

Il modello di business sostenibile di Enel considera sostenibilità e innovazione un binomio imprescindibile, che crea valore per l'azienda e per tutti i suoi stakeholder e permette di cogliere nuove opportunità.
Enel integra la sostenibilità in tutti gli aspetti del business, al fine di trovare soluzioni sempre nuove per ridurre l'impatto ambientale, per soddisfare le esigenze delle comunità locali e migliorare la sicurezza dei dipendenti e dei fornitori. Attraverso l'ascolto e il coinvolgimento attivo di tutti gli interlocutori e l'uso razionale delle risorse viene promossa una sinergia tra progresso sociale ed economico.
La capacità di Enel di anticipare nel piano strategico i cambiamenti del settore e la sua leadership in materia di innovazione e sostenibilità sono state riconosciute con l'assegnazione del prestigioso premio Platts 2016 nella categoria Industry Leader Award - Power.

A cornice di tutto il processo vi sono i princípi di etica, trasparenza, anti-corruzione, rispetto dei diritti umani e tutela della sicurezza, che da sempre caratterizzano il modo di operare di Enel e che trovano riferimento in policy e criteri di condotta validi per tutto il Gruppo.

Elemento chiave 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.
Dal business development alla fase di ingegnerizzazione e costruzione di un impianto, fino all'operatività quotidiana, è stato ripensato il modo di operare per aggiungere e creare 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. Per rispondere tempestivamente ai cambiamenti della società, ai bisogni dei clienti e alle trasformazioni del mercato dell'energia è sempre più necessario aprirsi a contributi esterni. Per questo Enel ha promosso il modello "Open Innovability", attivando un numero crescente di partnership in tutto il mondo con organizzazioni locali, imprese, università, associazioni internazionali e ONG.

Nel 2016 sono stati sviluppati circa 900 progetti di sostenibilità, di cui si stima abbiano beneficiato circa 6 milioni di persone, 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.

Un modello che promuove lo sviluppo sostenibile 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.

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 a utilizzare la creatività e l'innovazione per affrontare le sfide dello sviluppo sostenibile, come la povertà, la parità di genere, l'acqua pulita, l'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, in tale occasione, si è impegnata a dare il suo contributo a quattro dei 17 obiettivi: accesso all'energia, cambiamento climatico, lavoro e sviluppo economico ed educazione.

In particolare, Enel si impegna a:

- *SDG 7 - assicurare l'accesso a un'energia economica, sostenibile e moderna, inclusa la promozione di servizi di efficienza energetica, di cui beneficeranno 3 milioni di persone principalmente in Africa, Asia e America Latina entro il 2020. A dicembre 2016 sono stati raggiunti 1,2 milioni di beneficiari;*
- *SDG 4 - sostenere progetti educativi per 400.000 persone entro il 2020. A dicembre 2016 sono stati raggiunti circa 300.000 beneficiari;*
- *SDG 8 - promuovere l'occupazione e una crescita economica inclusiva, sostenibile e duratura per 500.000 persone al 2020. A dicembre 2016 sono stati raggiunti circa 1,1 milioni di beneficiari ed è stato quindi triplicato l'obiettivo: 1,5 milioni di beneficiari al 2020;*
- *SDG 13 - mettere in campo azioni mirate per il raggiungimento della decarbonizzazione entro il 2050. A dicembre 2016 le emissioni di specifiche di CO_2 sono pari a 395 g/kWh$_{eq}$ e rimane confermato il target al 2020 di <350 g CO_2/kWh$_{eq}$.*

Le informazioni non finanziarie sono sempre più oggetto di analisi da parte degli investitori e del mercato finanziario, che guardano sempre più alla capacità di un'azienda di costruire piani industriali sostenibili nel tempo che si traducano in azioni concrete misurabili e risultati economici migliori.
I fondi di investimento socialmente responsabili continuano a crescere anche nel 2016. Sono presenti nel capitale Enel 150 Investitori Socialmente Responsabili - SRI (132 nel 2015) che detengono circa l'8% del totale delle azioni in circolazione di Enel (7,7% nel 2015). L'incremento è ancora più evidente se si tiene conto del maggior numero di azioni di cui è composto il capitale Enel (in seguito all'integrazione di Enel Green Power) rispetto al 2015 (le azioni sono passate da 9,403 milioni nel 2015 a 10,167 milioni nel 2016). In valore assoluto, le azioni detenute dagli SRI sono aumentate del 13%.

Analisi delle priorità e definizione degli obiettivi 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 l'analisi delle priorità (c.d. "Materiality Analysis"), basandosi sulle linee guida dei più diffusi standard internazionali, come il Global Reporting Initiative (GRI). 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 proprio 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 in termini sia di tematiche sia di perimetro geografico, consente di ottenere le priorità di azienda e stakeholder sia per l'intero Gruppo sia 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 al fine di fornire una rendicontazione integrata delle performance. In particolare, da tale analisi sono emersi come prioritari i seguenti temi: energie rinnovabili, innovazione ed efficienza operativa, creazione di valore economico-finanziario, strategia climatica e salute e sicurezza sul lavoro.
Sulla base dei risultati dell'analisi delle priorità vengono poi definiti i focus per il reporting e vengono fissati gli obiettivi, sfidanti e condivisi, inclusi nel Piano Strategico 2017-2019, al cui raggiungimento contribuiscono attività e progetti afferenti a diverse Funzioni e Business Line del Gruppo dettagliate nel Piano di Sostenibilità 2017-2019.

Enel, in relazione al proprio piano strategico, ha identificato tra i rischi emergenti più significativi:

> la cyber security: rappresenta una delle leve del nostro piano di trasformazione digitale e abbiamo una strategia volta a proteggere le nostre informazioni, i nostri asset e le tecnologie emergenti (per es., IoT - Internet of Thing). In tale ambito è stata creata un'unità dedicata, è stato definito un nuovo framework di funzionamento allo scopo di gestire unitariamente la tematica con una strategia Risk Based e la propagazione di pratiche di Security by Design, e sono stati avviati progetti di formazione e training;
> il cambio di paradigma nel mondo dell'energia e la trasformazione del modello di business delle utility: nuovi trend macroeconomici ed energetici, tecnologie e attori possono potenzialmente supportare e disintermediare il tradizionale business model delle utility, in particolare la combinazione di fattori legati alla digitalizzazione e alla decentralizzazione e i cambiamenti delle esigenze dei clienti. La strategia e la visione di "Open Power" di Enel rappresentano il quadro di riferimento per rispondere alla sfida della transizione verso l'Utility del Futuro.

Gestione e reporting delle informazioni non finanziarie

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.
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.
Il processo di rendicontazione avviene attraverso la raccolta e l'elaborazione di specifici indicatori chiave di performance di sostenibilità economica, ambientale e sociale, secondo quanto previsto dalle linee guida dello standard internazionale GRI e sue evoluzioni e integrazioni (EUSS - Electric Utility Sector Supplement), nonché dai princípi di Accountability e del Global Compact delle Nazioni Unite.
I progetti, le attività, le performance e i principali risultati, compreso l'avanzamento sugli SDG in linea con l'SDG 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 e Sostenibilità. Il documento viene poi approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e quindi presentato in Assemblea degli azionisti.
Il World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) nella quarta edizione del suo report "Reporting matters" ha dedicato una specifica sezione alla modalità di rendicontazione degli SDG nel Bilancio di Sostenibilità Enel.

Il Gruppo è, infine, presente nei principali indici di sostenibilità:

> Dow Jones Sustainability Index World;
> FTSE4Good;
> CDP (Carbon Disclosure Project) - Performance A List;
> STOXX ESG Leaders;
> Euronext Vigeo-Eiris;
> ECPI.

Valori e pilastri dell'etica aziendale

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico. 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

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico, che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali assunti dai collaboratori di Enel SpA e delle società da essa controllate, siano essi amministratori o dipendenti in ogni accezione di tali imprese.
Una condotta degli affari caratterizzata da comportamenti non etici compromette il rapporto di fiducia tra Enel e i suoi stakeholder, verso i quali si vuole mantenere e sviluppare un rapporto di fiducia e duraturo.
Enel applica il Codice sia in Italia sia negli altri Paesi dove opera, tenendo sempre in considerazione le diversità culturali, sociali ed economiche degli stessi, e lo applica anche alle società controllate, dove è conseguentemente vincolante per i comportamenti di tutti i suoi collaboratori. Inoltre, Enel richiede a tutte le imprese collegate o partecipate e ai fornitori una condotta in linea con i princípi generali del Codice.
Nel corso del 2016 il processo di gestione delle segnalazioni relative a eventuali violazioni del Codice Etico ha consentito di:

- massimizzare la trasparenza e la tracciabilità del processo, anche alla luce di un contesto normativo sempre più attento alla disciplina del whistleblowing;
- massimizzare la tutela di Enel, dei segnalanti e delle persone oggetto di segnalazioni infondate e malevole;
- garantire una valutazione uniforme e omogenea a livello di Gruppo delle diverse fattispecie;
- assicurare tempi di analisi della segnalazione congrui fornendo, ove possibile, un riscontro al segnalante;
- fornire la più ampia accessibilità al canale per l'invio delle segnalazioni.

A partire da gennaio 2016 è possibile utilizzare un nuovo canale di comunicazione, unico a livello di Gruppo, per segnalare ogni violazione o sospetto di violazione degli Enel Compliance Program, vale a dire il Codice Etico, la Policy Diritti Umani, il Piano Tolleranza Zero contro la Corruzione, l'Enel Global Compliance Program, il Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001 e gli altri modelli di compliance nazionali eventualmente adottati dalle società del Gruppo in conformità alla normativa locale.

Altri indici

N.

	2016	2015	2016-2015	
Violazioni accertate del Codice Etico [1]	18	34	(16)	-47,1%

(1) Nel corso del 2016 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2015, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2015 è stato riclassificato da 32 a 34. Le violazioni 2016 riguardano le segnalazioni ricevute e accertate nel corso dell'anno.

Modello ex decreto legislativo n. 231/2001

Il decreto legislativo n. 231/2001 ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società, per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse. Enel, per prima in Italia, si è dotata di un Modello di organizzazione e gestione rispondente ai requisiti del decreto legislativo n. 231/2001 (Modello 231) già nel 2002.
Enel SpA ha avviato nel corso del 2015 e proseguito nel 2016 un'attività di revisione del proprio Modello 231 allo scopo di tener conto dell'aggiornamento normativo conseguente al perimetro di reati presupposto considerati rilevanti ex decreto legislativo n. 231/2001 nonché di allinearlo alla vigente struttura organizzativa. In particolare, si è proceduto alla revisione della Parte Generale del Modello 231 e all'aggiornamento delle Parti Speciali "G" (Reati di ricettazione, riciclaggio, impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita e autoriciclaggio), "H" (Reati informatici e trattamento illecito di dati) e "L" (Reati ambientali).

Enel Global Compliance Program

L'*Enel Global Compliance Program*, rivolto alle società estere del Gruppo, integra, ove esistenti, i compliance program (modelli di prevenzione dei rischi) eventualmente adottati dalle medesime società in conformità alla normativa locale. Tale documento, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nel settembre 2016, è ispirato al principale quadro normativo internazionale in materia e si qualifica come uno strumento di governance volto a rafforzare l'impegno etico e professionale del Gruppo a prevenire la commissione all'estero di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali. La tipologia di fattispecie trattate nell'*Enel Global Compliance Program* – cui si associa la previsione di standard comportamentali e di aree da monitorare in funzione preventiva – si basa su condotte illecite generalmente considerate tali nella maggior parte dei Paesi, quali per esempio i reati di corruzione, delitti contro la pubblica amministrazione, falso in bilancio, riciclaggio, reati commessi in violazione delle norme sulla sicurezza sul lavoro, reati ambientali ecc.

Piano Tolleranza Zero alla Corruzione

In osservanza al decimo principio del Global Compact, in base al quale "le imprese si impegnano a contrastare la corruzione in ogni sua forma, incluse l'estorsione e le tangenti", Enel intende perseguire il proprio impegno nella lotta alla corruzione. Per questo è stato adottato nel 2006 il Piano Tolleranza Zero alla Corruzione (il c.d. "Piano TZC"), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello 231, ad assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione e immagine, del lavoro dei propri dipendenti, delle aspettative dei propri azionisti e di tutti gli altri stakeholder.

Politica dei diritti umani

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, successivamente approvata da tutte le società controllate del Gruppo. La 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 promotrice del rispetto di tali diritti da parte di 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

	2016	2015
Ricavi	70.592	75.658
Proventi/(Oneri) netti da rischio commodity	(133)	168
Costi esterni	49.257	53.323
Valore aggiunto globale lordo continuing operations	**21.202**	**22.503**
Valore aggiunto lordo discontinued operations	-	-
Valore aggiunto globale lordo	**21.202**	**22.503**
distribuito a:		
Azionisti	2.542	1.316
Finanziatori	2.698	2.848
Dipendenti	4.637	5.314
Stato	3.244	3.369
Sistema impresa	8.081	9.656

Innovazione, digitalizzazione ed efficienza operativa

Per favorire nuovi usi dell'energia e nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a sempre più persone in modo sostenibile, è necessario accelerare l'innovazione in campo energetico. Enel ha fatto della digitalizzazione e dell'"Open Innovation" i pilastri della propria strategia industriale con lo scopo di far fronte alle grandi opportunità per crescere in un contesto in veloce trasformazione, garantendo elevati standard di sicurezza, business continuity ed efficienza operativa.
All'interno del Gruppo sono attivi circa 300 progetti innovativi che coprono l'intera catena del valore nelle diverse geografie. Gran parte di questi progetti hanno richiesto l'attivazione di partnership con altri player leader nei propri settori o il contributo di start up che avessero sviluppato soluzioni non ancora presenti sul mercato. Tali collaborazioni nascono all'interno dell'ecosistema di "Open Innovation" in cui il Gruppo sta operando da oltre due anni. Nel 2016 sono state introdotte alle linee di business circa 350 start up, siglate 28 partnership, che portano a 114 gli accordi di partnership di innovazione sia globali sia locali, e sono attivi tre Innovation Hub nelle regioni a più alto tasso di innovazione per consentire l'inserimento negli ecosistemi più all'avanguardia nel mondo.

Enel sta avviando un processo di trasformazione che renda la produzione industriale e i servizi oltre che automatizzati anche interconnessi e intelligenti (Enel 4.0). Enel è di fatto una platform company di reti elettriche che può abilitare nuovi modelli a piattaforma espandendo le proprie competenze anche alla gestione delle reti di dati, favorendo così l'implementazione di business legati a filoni tecnologici innovativi come e-mobility, mini-grid, e-home, connectivity, storage ecc.
In materia di e-mobility sono state intraprese diverse iniziative in Europa e America Latina, che riguardano per esempio la diffusione delle infrastrutture di ricarica. In Italia, con il progetto EVA+ (Electric Vehicle Arteries), saranno installate entro il 2019 180 colonnine di ricarica fast lungo i corridoi autostradali definiti dalla Commissione Europea, mentre in Spagna è iniziata l'installazione di colonnine di ricarica fast per gli e-bus. Al 2016 il numero complessivo di stazioni di ricarica Enel (colonnine pubbliche e private) è pari a 3.200. L'e-mobility rappresenta anche un'opportunità nel campo dei servizi ancillari, come l'innovativo utilizzo delle auto come "batterie mobili" per fornire servizi alla rete (vehicle-to-grid), con sperimentazioni già attive in Danimarca, nel Regno Unito e in Germania. Sono stati avviati, infine, progetti di car sharing.

Enel sta sviluppando soluzioni IoT (Internet of Thing), ovvero l'interconnessione di dispositivi via web, all'interno di alcune realtà produttive che hanno permesso nel 2016 la digitalizzazione nelle centrali termoelettriche di Torrevaldaliga Nord,

Brindisi (Italia) e Besos (Spagna), e quindi il miglioramento del processo di gestione e monitoraggio delle centrali.

Per quanto riguarda la Smart Home, Enel ha attivato sei collaborazioni con start up, con l'obiettivo di testare nuove soluzioni in grado di offrire ai clienti servizi innovativi legati al controllo e all'efficientamento dei consumi, alla sicurezza personale e alla gestione della casa. In tutti questi casi Enel si pone quindi come un aggregatore di soluzioni in grado di fornire ai propri clienti servizi a valore aggiunto.

Enel ha, inoltre, confermato lo sviluppo delle micro-reti soprattutto in America Latina, per esempio Ollagüe (Chile), con un sistema ibrido che comprende produzione fotovoltaica, storage e generatori diesel, con l'obiettivo di fornire energia elettrica a una comunità di 200 abitanti.

Energie rinnovabili e decarbonizzazione del mix energetico

Nel 2016 a Marrakech si è tenuta la ventiduesima conferenza sul clima COP22 all'interno della Convenzione Quadro per i Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite.
Il dibattito, finalizzato alla definizione delle procedure implementative dell'Accordo di Parigi per il post-2020, è stato focalizzato sulla trasparenza delle procedure di monitoraggio, reporting e verifica e sui criteri per regolare la valutazione e il possibile aggiornamento degli obiettivi presi dalle Parti, nonché sull'avanzamento degli impegni finanziari e sulle iniziative di capacity building e trasferimento tecnologico tra Paesi.
In questa occasione Enel si è fatta promotrice di alcune iniziative per contribuire attivamente alla conferenza e raccontare la propria strategia di sostenibilità e il proprio profilo "low carbon" in termini di fonti rinnovabili, efficienza energetica, reti intelligenti ed elettrificazione rurale. La lotta ai cambiamenti climatici è tra le responsabilità di una grande azienda globale del settore energetico come Enel che mira al raggiungimento della completa decarbonizzazione entro il 2050, contribuendo al 13° obiettivo ONU dei Sustainable Development Goals (SDGs).
Attualmente circa il 46% della generazione Enel proviene da fonti a emissioni zero. Nel 2016 Enel ha installato circa 2 GW di nuova capacità da fonte rinnovabile prevalentemente negli Stati Uniti, in America Latina e in Sudafrica, con una capacità installata totale per le fonti rinnovabili di 36 GW, che costituiscono il 43% della potenza complessiva del parco di generazione (83 GW).
Si conferma l'impegno del Gruppo verso lo sviluppo della generazione a emissioni zero, che proseguirà nei prossimi anni, come stabilito dal Piano Strategico, presentato lo scorso novembre, che prevede un progressivo innalzamento della percentuale al 56% nel 2019.
In termini di riduzione delle emissioni di CO_2, il Gruppo ha ridefinito nel piano dello scorso anno i propri obiettivi di medio termine al 2020 con una riduzione del valore di emissione specifica di CO_2 del 25% rispetto al 2007 (<350 g/kWh$_{eq}$).
Nel 2016 rispetto al 2015 si è registrata una diminuzione di circa il 3% di questo valore.
Il decremento è dovuto al maggiore utilizzo nella generazione di energia termoelettrica degli impianti a gas rispetto a quelli a carbone.

Nel 2016 si è registrato un generale abbassamento del valore delle emissioni specifiche in atmosfera: quelle relative all'anidride solforosa sono diminuite di circa il 23% rispetto al 2015, anno nel quale si era verificato un temporaneo aumento di questo valore per motivi operativi, mentre le emissioni specifiche relative agli ossidi di azoto sono scese circa del 4% e le polveri circa del 15% rispetto all'anno precedente. I valori sono in linea con gli obiettivi al 2020 che il Gruppo si è prefissato, e sono dovuti principalmente alla variazione di perimetro con l'uscita degli asset 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.
Il Gruppo Enel ha un sistema di gestione ambientale che copre quasi il 100% delle attività (impianti di produzione, reti, servizi, immobili, vendita ecc.). Tutto il perimetro risulta essere certificato salvo considerare i tempi necessari per l'inclusione di nuovi impianti e installazioni di nuova acquisizione e realizzazione. Il certificato di Gruppo consente la piena copertura del perimetro e garantisce la certificazione della politica ambientale e del programma ambientale di Gruppo attraverso costante controllo, verifica, revisione e certificazione di tutte le attività.
Nell'ambito delle sue attività nelle tecnologie nucleari, 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 promuove l'eccellenza in tutte le attività dell'impianto, secondo una logica che intende andare oltre la semplice conformità alle leggi e normative applicabili in materia e assicurare l'adozione di approcci manageriali che incorporino i princípi del miglioramento continuo e della gestione dei rischi in sicurezza.

Gestione responsabile della risorsa idrica

L'acqua è un elemento essenziale per la produzione di elettricità ed Enel è consapevole che la disponibilità 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 periodica di tutti i siti di produzione per l'l'individuazione dei possibili rischi connessi alla disponibilità della risorsa idrica;
> valutazione dei consumi idrici da acque dolci;
> interventi per ottimizzare l'impiego di acqua di mare e delle acque reflue;
> monitoraggio dei dati climatici e vegetativi dei siti.

Enel restituisce globalmente circa il 99% dell'acqua prelevata e circa l'8% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo Enel ha utilizzato e/o consumato acqua dolce in zone "water stressed".

Nel 2016 il consumo complessivo di acqua è stato pari a circa 150 milioni di metri cubi, inferiore del 14% rispetto al 2015 per una minore produzione termoelettrica.

Nell'ambito di questo valore (consumo complessivo) la percentuale di acque riutilizzate è di circa il 4%. Il fabbisogno specifico del 2016 è stato pari a 0,55 l/kWh, inferiore dell'8,3% rispetto al 2015. Questo risultato è in linea con l'impegno di Enel di ridurre tali consumi del 30% del valore del 2010 entro il 2020.

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 e il movimento delle specie (per es., nidi artificiali nelle linee di distribuzione). Enel coordina anche l'attività del gruppo di lavoro del World Business Council for Sustainable Development su "Biodiversity Measurement, Valuation and Reporting", una attività creata dall'organizzazione per permettere alle aziende di confrontarsi su come il business possa impegnarsi responsabilmente per tutelare la biodiversità nelle proprie operazioni.

Gestione, sviluppo e motivazione delle persone

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016 è pari a 62.080 dipendenti, di cui il 51% nelle società con sede in Italia e il 49% con sede all'estero.

Il saldo tra consistenze di inizio e fine dell'anno mostra segno negativo di circa 5.800 risorse dovuto principalmente al deconsolidamento di Slovenske elektrárne. Le assunzioni pari a 3.360 hanno riguardato l'Italia per il 34%, mentre il restante 66% è distribuito nei Paesi esteri.

Nel corso del 2016 il modello organizzativo è stato aggiornato prevedendo la fusione delle Global Line di Upstream Gas e Trading, l'integrazione di Enel Green Power all'interno della matrice organizzativa del Gruppo, con la costituzione della Global Line Energie Rinnovabili, e lo spostamento della gestione dei grandi impianti idroelettrici dalla Global Line di Generazione (rinominata quindi Generazione Termoelettrica Globale) alla Global Line Energie Rinnovabili, nonché la creazione delle due nuove Regioni Nord e Centro America e Africa Sub-Sahariana e Asia, per garantire un presidio organizzativo efficace anche su queste geografie in continuo sviluppo.

Il modello "Open Power" di valori e comportamenti per tutte le persone che lavorano in Enel è stato nel corso del 2016 declinato in diversi aspetti operativi al fine di aumentare il coinvolgimento e la capacità del top management di raccontare le novità legate alla nuova strategia per far comprendere alle persone in che modo possono contribuire. Tale modello costituisce un punto di riferimento sia del nuovo processo di recruiting sia della valutazione delle performance. In relazione al nuovo processo di recruiting, che ha coinvolto tutte la Country del perimetro Enel, sono stati organizzati dei "Recruitment Day" in Italia, Spagna, Brasile, Romania, Cile, Colombia e Perù dedicati ai neolaureati. Si tratta di un approccio del

tutto innovativo, sia per i candidati sia per le persone delle aree di business, che hanno avuto la possibilità di valutare competenze tecniche, attitudinali, capacità di interazione e soprattutto la cosiddetta "culture fit" dei futuri collaboratori, ovvero la capacità di far propria la cultura aziendale.
Nel 2016 è stato lanciato il nuovo processo di valutazione delle performance qualitative e quantitative. La parte qualitativa prevede quattro fasi: l'auto-valutazione e la valutazione, in cui valutato e valutatore assegnano un punteggio ai 10 comportamenti del modello di riferimento, la calibrazione delle valutazioni erogate e il feedback, in cui la persona e il responsabile si incontrano per commentare la valutazione e identificare le conseguenti azioni di sviluppo per l'anno successivo. Quest'anno è stato introdotto lo strumento del reverse feedback, attraverso il quale il feedback diventa reciproco e il colloquio un momento di scambio per il miglioramento delle performance di valutato e valutatore, oltre che utile per il rafforzamento di una relazione di fiducia e sostegno reciproco.
In particolare, è stato coinvolto nella campagna globale il 100% delle persone raggiungibili e valutato il 99%. Inoltre, l'87% ha effettuato il feedback.
La valutazione quantitativa è invece stata effettuata, per la popolazione con remunerazione variabile, prevedendo l'assegnazione di obiettivi e la loro valutazione.

In continuità con le attività del 2015, al fine di identificare i migliori talenti adatti a coprire posizioni di particolare interesse strategico è stato effettuato il processo di Succession Plan.
La principale sfida del 2016 è stata l'individuazione di successori "Ready", pronti nel breve periodo, e successori "Pipeline", pronti nel lungo periodo, a ricoprire tutte le posizioni manageriali del Gruppo, presentando particolare attenzione ai giovani, alle donne e alla valorizzazione delle esperienze cross e internazionali.
Per i successori sono stati definiti progetti individuali di sviluppo, sia sulla base del loro profilo individuale e professionale, sia in relazione alle posizioni per le quali sono stati identificati.

Un importante momento di ascolto e confronto è stato, inoltre, l'indagine di Clima e Sicurezza. Rispetto alle precedenti esperienze, è stato previsto un coinvolgimento delle persone sin dalle fasi preliminari, per identificare le priorità e definire insieme il questionario.
Sono state invitate a rispondere circa 60.000 persone nel mondo, che costituiscono il 100% dei dipendenti raggiungibili, l'84% ha colto l'opportunità per esprimere la propria opinione e il 54% di questi ha contribuito con un suggerimento rispondendo alla domanda aperta.
I risultati delineano un quadro positivo: il 75% dei dipendenti si sente ingaggiato, il 79% crede negli obiettivi dell'azienda e l'85% la suggerirebbe come un buon posto in cui lavorare.

Diversità e inclusione

Nel 2016 è proseguito l'impegno di Enel per valorizzare la diversità in tutte le sue forme: di genere, di età, cultura e abilità.
Thomson Reuters ha inserito Enel fra le 100 aziende leader a livello globale nel rispetto della diversità e nell'inclusione dei propri dipendenti.
Enel in particolare è la prima delle cinque imprese italiane incluse nella top 100 ed è una delle sole due utility elettriche presenti nelle prime 50 posizioni.
L'inclusione nell'indice testimonia come la non discriminazione, le pari opportunità e l'inclusione siano alla base di una strategia industriale concentrata su innovazione e sostenibilità. In particolare, nel 2016, in attuazione della policy di Gruppo in materia di diversità e inclusione, è stato identificato un Diversity Manager a livello di Gruppo e sono in corso di identificazione i Diversity Manager nei vari Paesi, nonché sono stati definiti specifici indicatori per monitorare l'avanzamento delle azioni previste.

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 ecc.), promuovendo sistematicamente il dialogo tra le parti e cercando un adeguato livello di accordo e condivisione sulle strategie aziendali da parte dei dipendenti.
Le attività di relazioni industriali a livello di Gruppo continuano a essere svolte secondo il modello previsto nel Global Framework Agreement (GFA) di Enel, siglato a Roma nel 2013 con le Federazioni italiane e le Federazioni globali IndustriAll e Public Services International. L'accordo è fondato sui princípi dei diritti umani, del diritto del lavoro nonché 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.

Relazioni responsabili con le comunità

Guardare costantemente e proattivamente ai bisogni e alle priorità della società permette di cogliere nuove sfide e di ridefinire un modello di business sempre più competitivo, sviluppando nuove strategie e innovando i processi di business. La creazione di "valore condiviso" per l'azienda e tutti i suoi stakeholder rappresenta un'opportunità per coniugare la competitività con la creazione di valore sociale nel lungo periodo, ed è su questo campo che Enel ha orientato le proprie attività negli ultimi anni.

La presenza in un perimetro geografico così vasto, che coinvolge tanto mercati maturi quanto mercati emergenti, implica necessariamente un confronto con realtà differenti tra loro e una conoscenza approfondita del territorio e delle esigenze dei vari interlocutori, così da identificare soluzioni mirate di business. L'accesso all'energia come volano per lo sviluppo locale assume oggi forme sempre più variegate e innovative applicabili su ogni tipo di contesto: accanto agli impianti tradizionali si promuovono soluzioni smart, off e on grid, e si individuano nuove formule per combattere la povertà energetica accanto a un'offerta di mercato sempre più sfidante e tecnologicamente avanzata per i clienti più esigenti. Una tale varietà è possibile solo attraverso un approccio inclusivo dalle prime fasi di sviluppo del business. Individuare gli stakeholder rilevanti coinvolti da un progetto e mapparne le esigenze sia come bisogni sia come nuove opportunità di crescita, avviando un dialogo costante e costruttivo, permette infatti di prevenire eventuali impatti e di identificare soluzioni che creano valore condiviso nel lungo periodo. Le esigenze locali vengono infatti messe in connessione con gli obiettivi aziendali attraverso una matrice di materialità specifica per sito, fino a identificare quei progetti e iniziative che rispondano alle priorità condivise. Non solo. La parola chiave è sempre più "co-creazione": i progetti vengono definiti e realizzati insieme alle comunità in modo da essere calibrati sulle specificità del territorio.

Sempre più, un approccio inclusivo verso gli stakeholder si traduce anche in soluzioni di economia circolare: per esempio, materiale di scarto come i pallet di cantiere può trasformarsi in materia prima per la carpenteria o l'artigianato locale, grazie a un programma mirato di formazione e sviluppo imprenditoriale. Oppure, centrali in dismissione possono essere riconvertite ad altri scopi in linea con le esigenze del territorio coinvolgendo i vari stakeholder.

Nel 2016 Enel, con più di 900 progetti e oltre 6 milioni di beneficiari, nei diversi Paesi in cui è presente, ha contribuito concretamente allo sviluppo e alla crescita sociale ed economica dei territori, dall'ampliamento delle infrastrutture ai programmi di educazione e formazione, dalle iniziative volte all'inclusione sociale ai progetti di supporto alla vita culturale ed economica, in linea con gli impegni presi sugli SDGs (Sustainable Development Goals). Leva fondamentale per realizzare questi progetti è il ricorso a partnership con organizzazioni no profit attive a livello locale che promuovono lo sviluppo del territorio attraverso interventi innovativi e su misura. In particolare, al 2016, risultano attive più di 400 partnership in tutto il mondo con organizzazioni locali, imprese sociali, università, associazioni internazionali e ONG.

Gestione dei clienti

Il costante impegno di Enel nel fornire ai propri clienti prodotti e servizi di qualità, nonché la cura e l'attenzione rivolta agli stessi nelle attività di customer care hanno consentito al Gruppo di acquisire nuovi clienti specialmente in America Latina per il mercato elettrico e in Italia e Spagna per il mercato gas.

Attraverso i prodotti di fornitura rivolti sia al mercato residenziale sia a quello business l'azienda conferma quanto già proposto nel corso degli ultimi anni grazie a offerte dedicate che garantiscono un minor impatto ambientale e un ritorno positivo dal punto di vista dell'impatto sociale. In Italia è stata lanciata l'offerta SPECIALE LUCE che prevede l'utilizzo di sola energia certificata prodotta da fonti rinnovabili e sono state confermate per tutto l'anno 2016 le offerte Energiax65 ed EnergiaXoggi lanciate nel 2015 che rispettano l'utilizzo esclusivo di energia certificata prodotta da fonti rinnovabili e hanno un impatto sociale di grande rilevanza grazie ai benefici portati ad alcuni gruppi vulnerabili, quali, per esempio, gli anziani.

Da luglio 2016, inoltre, è stata lanciata l'offerta Smart Hotel, pensata per il turismo eco-sostenibile per precisi segmenti del mercato business. Tale offerta comprende, tra le altre cose, fornitura di energia elettrica proveniente al 100% da fonti rinnovabili, e un servizio di assistenza sanitaria in omaggio per gli ospiti. Di particolare rilevanza anche l'accordo di fornitura raggiunto in Spagna tra l'azienda e il Comune di Madrid che per il 2017 sarà servito da sola energia prodotta da fonti rinnovabili. Seguendo lo stesso approccio,

1067

in Romania è stato effettuato il lancio di offerte di fornitura comprensive di pacchetti assicurativi e avviato un progetto pilota che mira a migliorare l'accesso all'elettricità per i gruppi vulnerabili residenti in aree disagiate di Bucarest. Inoltre, per sensibilizzare attivamente i clienti su tematiche green, il nuovo sito Enel Romania contiene informazioni riguardanti i benefici che la fatturazione elettronica (eBill) genera per l'ambiente.

La leadership di un'azienda come Enel passa necessariamente attraverso la cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità: aspetti che non si riferiscono soltanto alla fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, ma anche e soprattutto agli aspetti intangibili del servizio relativi alla percezione e alla soddisfazione del cliente.

Anche in questo ambito sono numerosi i processi che Enel ha definito per garantire ai propri clienti un servizio di qualità. In Italia la qualità commerciale di tutti i canali di contatto si tutela effettuando monitoraggi sistematici sui processi di vendita e gestionali. L'obiettivo è di assicurare la conformità alle prescrizioni nel rispetto della normativa vigente, della privacy e delle norme a tutela della libertà e dignità. In quest'ottica si inserisce il modello "New Quality Control" che introduce, nei confronti dei partner che gestiscono le attività di caring e di vendita, KPI contrattuali con soglie minime per l'attribuzione di premi e penali. Per la penisola iberica continua a essere presente un *Plan de Excelencia en la Atención Comercial* (Piano di eccellenza nell'attenzione al cliente) totalmente finalizzato al miglioramento degli indicatori sulla soddisfazione dei clienti e in Romania, infine, i clienti possono esprimere feedback attraverso vari canali tra cui Contact Center e sito web.

Sono, inoltre, state avviate diverse campagne e programmi per incentivare l'utilizzo efficiente dell'energia. A tal fine, in Colombia, tramite social network è stata effettuata la campagna "*No malgastes tu energía innecesariamente, tampoco la de tu hogar*" (Non sprecate le vostre energie inutilmente, né quelle di casa vostra) con l'obiettivo di generare una conoscenza diffusa sull'utilizzo intelligente dell'energia.

Infine, anche in Brasile è forte l'attenzione ai temi di efficienza energetica e di educazione all'utilizzo dell'energia con lo sviluppo di progetti come "*Enel Comparte Consumo Consciente*" ed "*Enel Comparte Eficiencia*" tramite i quali è intenzione dell'azienda fornire programmi educativi, sostituendo, al contempo, vecchi elettrodomestici e lampadine con nuovi prodotti più efficienti che garantiscono un risparmio di consumi.

Innovazione tecnologica e digitalizzazione sono temi rilevanti per un'azienda come Enel, costantemente impegnata nella ricerca di nuove soluzioni da offrire ai propri clienti. In Italia, per esempio, il 2016 ha visto il lancio di iniziative in ambito Smart Home, con lo sviluppo di tecnologie a minor impatto ambientale, nel settore degli Energy Services, con l'introduzione della vendita di elettrodomestici ad alta efficienza, e in ambito Smart Energy Solutions (SES), che consentono alle aziende di risparmiare fino al 30% dei consumi di energia. In aggiunta, da ottobre è stata lanciata la linea di energy storage per i clienti interessati ad aumentare il consumo di energia autoprodotta dal sistema fotovoltaico. Non ultimo, "e-goodlife", nell'ambito dei servizi di home automation, utili e innovativi, incentrati sulla consapevolezza del consumo e sul controllo della casa da remoto. Anche in Spagna, con l'iniziativa Endesa-Nexo, vengono proposte nuove soluzioni al cliente per la gestione dei dispositivi di casa attraverso un'interfaccia web, continuando, inoltre, lo sviluppo delle "soluzioni integrali" che consentono ai clienti di acquisire elettrodomestici e strumenti ad alta efficienza energetica con il pieno supporto dell'azienda, dall'installazione alla gestione del prodotto. In Cile sono stati sviluppati progetti Solar Electric e Full Electric che offrono soluzioni tecnologiche avanzate, utilizzando energia prodotta da fonti rinnovabili, che garantiscono al cliente finale un risparmio in termini di efficienza energetica, di impatto ambientale e monetario.

L'azienda infine conferma il proprio interesse verso la mobilità sostenibile, definendo iniziative/offerte dedicate, come per esempio in Italia, dove sono state lanciate: "e-Go Ricarica", un'offerta con tariffa a tempo piuttosto che in base al prelievo di energia, con ricarica controllabile tramite app, ed "e-Go All Inclusive", l'offerta integrata per la mobilità elettrica realizzata da Enel Energia e Nissan. Nel corso dell'anno è stato, inoltre, siglato un accordo con Mercedes-Benz e Nissan, ai quali si è poi aggiunta BMW, per la promozione della mobilità elettrica: sono nate le "Enel Edition", i primi veicoli 100% elettrici con il brand di una top utility.

Clienti per area geografica

N. medio

	2016	2015	2016-2015	
Energia elettrica:				
- Italia	26.776.635	27.072.083	(295.448)	-1,1%
- America Latina	15.478.255	15.074.266	403.989	2,7%
- Penisola iberica [1]	11.047.937	11.111.105	(63.168)	-0,6%
- Romania	2.736.908	2.691.849	45.059	1,7%
- Altri Paesi	-	7.274	(7.274)	-
Totale clienti energia elettrica	**56.039.735**	**55.956.577**	**83.158**	**0,1%**
Gas naturale:				
- Italia	3.876.191	3.711.422	164.769	4,4%
- Spagna [1]	1.513.379	1.286.443	226.936	17,6%
Totale clienti gas naturale	**5.389.570**	**4.997.865**	**391.705**	**7,8%**

(1) Dato penisola iberica e Spagna 2015 restated.

Catena di fornitura sostenibile

Enel impronta i propri processi di acquisto su comportamenti precontrattuali e contrattuali orientati a reciproca lealtà, trasparenza e collaborazione. Le prestazioni dei fornitori, oltre a garantire i necessari standard qualitativi, devono andare di pari passo con l'impegno di adottare le migliori pratiche in termini di diritti umani e condizioni di lavoro, di salute e sicurezza sul lavoro, di responsabilità ambientale ed etica.

In Enel, le procedure di approvvigionamento sono volte a garantire la qualità delle prestazioni nel massimo rispetto dei princípi di economicità, efficacia, tempestività e correttezza e trasparenza.

Nel 2016 il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto è pari a circa 36.000.

La gestione dei fornitori si articola in tre fasi fondamentali, necessarie anche per integrare nelle valutazioni gli aspetti ambientali, sociali e di governance. In particolare:

1) Sistema di Qualificazione;
2) Condizioni Generali di Contratto;
3) Vendor Rating.

Il sistema globale di qualificazione dei fornitori (al 31 dicembre 2016 7.248 qualificazioni attive) di Enel consente, infatti, una valutazione accurata delle imprese che intendono partecipare alle procedure di appalto e rappresenta una garanzia per l'azienda, mentre il sistema di Vendor Rating è finalizzato al monitoraggio delle prestazioni dei fornitori in termini di qualità, tempestività e sostenibilità in esecuzione del contratto.

È proseguito, nel corso del 2016, il progetto Sustainable Supply Chain, che ha portato a una omogeneizzazione dei criteri di monitoraggio delle imprese dal punto di vista dell'impatto ambientale, della safety e del rispetto dei diritti umani, e in particolare sono stati definiti specifici requisiti di sostenibilità allineati alle migliori pratiche internazionali, che diverranno obbligatori nel corso del 2017 e che tutti i fornitori dovranno soddisfare per essere inseriti nell'Albo delle Imprese Qualificate Enel.

Prosegue, infine, il progetto One Safety, strumento basato sull'osservazione del comportamento dei lavoratori delle ditte appaltatrici teso a rafforzare l'adozione di comportamenti sicuri. Ciascuna Divisione del Gruppo Enel, in accordo con la Policy sulla Sicurezza, organizza sessioni formative e di condivisione di informazioni con gli appaltatori (vedi "Salute e sicurezza sul lavoro").

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. Qualità e sicurezza sono un binomio imprescindibile. 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 e il confronto con i top player internazionali sono gli elementi fondanti della cultura della sicurezza in Enel.

Indici sulla safety

N.	2016	2015	2016-2015	
Indice di frequenza infortuni Enel	**1,26**	**1,27**	**(0,01)**	**-0,8%**
Indice di gravità infortuni Enel	**0,051**	**0,047**	**0.004**	**8,5%**
Infortuni gravi e mortali Enel				
Infortuni gravi [1]	6	3	3	-
Infortuni mortali	-	4	(4)	-
Totale	**6**	**7**	**(1)**	**-14,3%**
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici				
Infortuni gravi [1]	7	24	(17)	-70,8%
Infortuni mortali	5	9	(4)	-44,4%
Totale	**12**	**33**	**(21)**	**-63,6%**

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

Andamento infortunistico

Nel 2016 i tassi di infortuni (LTIFR) e di assenza dal lavoro per infortuni (LDR) dei dipendenti del Gruppo Enel si sono attestati rispettivamente a 0,25 e a 10,10, in crescita rispetto al 2015. Quelli relativi ai dipendenti delle ditte appaltatrici si sono attestati rispettivamente a 0,20 (riduzione del 34% rispetto al 2015) e a 8,28 (riduzione del 24% rispetto al 2015).
Nel 2016 non si sono verificati infortuni mortali che hanno coinvolto dipendenti del Gruppo Enel, mentre 5 infortuni mortali hanno coinvolto ditte appaltatrici del Gruppo Enel (4 eventi in meno rispetto al 2015).
La Policy "Classification, communication, analysis and reporting of incidents" definisce ruoli e modalità affinché sia garantita la tempestiva comunicazione degli eventi incidentali e assicurato il processo di analisi delle cause radice, la definizione dei piani di miglioramento e il loro monitoraggio. La 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 non sicuri e 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 e nel caso di inadempimenti da parte delle imprese appaltatrici sono adottati opportuni provvedimenti (risoluzione del contratto, sospensione qualifica ecc.).

Sicurezza nei processi di appalto

La sicurezza è fortemente integrata nei processi di appalto ed Enel segue puntualmente le proprie imprese, monitorandone le performance sia in fase preventiva, tramite il Sistema di Qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto attraverso numerosi processi di controllo.
Nelle Condizioni Generali di Contratto (CGC), valide per tutto il Gruppo Enel, sono incluse clausole dedicate alla salute e sicurezza (H&S). Nel 2016 è stato completato il processo di revisione del sistema di qualificazione e selezione dei fornitori. Il nuovo modello, comune per tutte le linee di business del Gruppo, prevede regole di selezione più severe delle imprese sulla base delle performance H&S. Per ciò che concerne il monitoraggio delle attività durante l'esecuzione del contratto, il sistema di Vendor Rating è un processo consolidato. Le performance H&S sono misurate attraverso un indice specifico e, dal 2015, l'applicazione di un modello globale sull'indice di Vendor Rating permette di considerare anche l'impatto a seguito di infortuni rilevanti occorsi a personale di imprese appaltatrici.
Tutte le imprese che lavorano con il Gruppo Enel devono condividerne gli standard in termini di salute e sicurezza. Per

questo motivo le ditte appaltatrici sono coinvolte in molte iniziative volte a promuovere la cultura della sicurezza. In questa prospettiva, nel 2016 è stato organizzato, in Italia, il "Safety Personalized Plan - Contractors - Imprese", un incontro con un gruppo di appaltatori che operano per più di una linea di business e sui gruppi merce con un impatto significativo sulla sicurezza, al fine di condividere un impegno comune nella realizzazione delle azioni di miglioramento individuate. Nel 2016 è proseguita l'attività di ispezione e controllo in campo dei lavori affidati alle ditte appaltatrici e nel corso dell'anno in tutto il Gruppo sono stati effettuati oltre 250.000 controlli. Nel 2016 gli Extra Checking on Sites (ECoS) sono aumentati del 56% rispetto al 2015, con 219 ECoS realizzati con l'obiettivo di valutare l'adeguatezza dell'organizzazione, il commitment e i processi in materia H&S.

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. Sono dotati di sistemi di gestione della salute e sicurezza secondo lo standard internazionale OHSAS 18001. Impianti, macchine e 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 e innovazione tecnologica

La tecnologia, attraverso l'innovazione, è in grado di supportare le attività in materia di H&S: dalla formazione all'analisi preventiva, ai controlli correttivi. Nel 2016 sono proseguiti alcuni progetti di innovazione sulla sicurezza già avviati nel 2015 e ne sono stati introdotti di nuovi:

> "Virtual Reality 3D Simulator for Health and Safety Training": un progetto nato nel 2015 e sviluppato nel 2016 per applicare la realtà virtuale alla formazione H&S, per sensibilizzare i colleghi verso comportamenti responsabili e sicuri imparando dagli errori;
> realtà aumentata: nel 2016 sono stati introdotti dispositivi durante le attività di gestione e manutenzione, per aumentare i livelli di sicurezza sul posto di lavoro. Attraverso un'applicazione, gli operatori possono avere accesso dallo smartphone a tutte le informazioni legate all'attività specifica che stanno svolgendo in tempo reale;
> "Man Down Detection": il progetto è attualmente rivolto agli appaltatori e ha lo scopo di garantire la sicurezza dei lavoratori che svolgono attività individuali. Attraverso un dispositivo personale che controlla i movimenti del lavoratore viene inviato un messaggio di allarme alla sala di controllo nel caso egli cada o resti sdraiato a terra per troppo tempo;
> "Active Safety at Work (ASW)": è un'applicazione che permette di auto-verificare l'utilizzo dei Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) corretti in base alla specifica attività da eseguire;
> 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;
> applicazione APP5RO per smartphone e tablet: 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 richiusure 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).

Sviluppo della cultura della sicurezza: comunicazione e formazione

Dal 14 al 20 novembre 2016 si è svolta l'8ª 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. Circa 1.400 eventi si sono svolti in 19 Paesi diversi, coinvolgendo sia le ditte appaltatrici sia il personale Enel per un totale di 72.000 persone.
Diverse sono state inoltre le campagne di comunicazione sulla salute e sulla sicurezza realizzate nel corso dell'anno su aree di particolare attenzione per l'azienda. Nel 2016 sono state erogate ai dipendenti Enel oltre 800.000 ore di formazione, informazione e addestramento sulla sicurezza, con l'obiettivo di accrescere conoscenze e competenze specifiche dei lavoratori in tutto il Gruppo.

La salute

Il Gruppo Enel ha definito un sistema strutturato di gestione della salute, basato su misure di prevenzione, per sviluppare una cultura aziendale orientata alla promozione della salute psico-fisica

e del benessere organizzativo e all'equilibrio tra vita personale e professionale. In quest'ottica il Gruppo realizza campagne di sensibilizzazione globali e locali per promuovere stili di vita sani, sponsorizza programmi di screening volti a prevenire l'insorgenza di malattie e garantisce la fornitura di servizi medici.
Le iniziative globali e i programmi sono sviluppati in accordo con il calendario dell'Organizzazione Mondiale della Sanità e con le esigenze locali.
Accanto alle iniziative globali, anche a livello di Country sono state lanciate attività specifiche sulla salute che prevedono programmi di screening dedicati e di diagnosi precoce.

Il Gruppo Enel mette in atto un processo sistematico e continuo di identificazione e valutazione dei rischi da stress lavoro correlato, in accordo con la Policy "Stress at Work Prevention and Wellbeing at Work Promotion". Ciò consente la prevenzione, l'individuazione e la gestione dello stress in situazioni lavorative che possono interessare sia i casi singoli sia parti più estese dell'organizzazione, fornendo anche una serie di indicazioni volte a promuovere la cultura del benessere organizzativo.
Nel 2016 è inoltre stata emessa la Policy "Travel" al fine di uniformare il processo di prevenzione contro le esposizioni ai rischi di malattie locali e il supporto in caso di malattie o incidenti, compresi i salvataggi di emergenza, per i dipendenti che viaggiano per lavoro.

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

GW

	2016	2015	2016-2015	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- carbone	16,103	16,841	(0,738)	-4,4%
- ciclo combinato (CCGT)	15,100	16,099	(0,999)	-6,2%
- olio combustibile/gas	12,251	14,637	(2,386)	-16,3%
Totale	**43,454**	**47,577**	**(4,123)**	**-8,7%**
Potenza efficiente netta nucleare	**3,318**	**5,132**	**(1,814)**	**-35,3%**
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- idroelettrico	27,425	29,046	(1,621)	-5,6%
- eolico	6,532	6,653	(0,121)	-1,8%
- geotermoelettrico	0,761	0,833	(0,072)	-8,6%
- biomasse e cogenerazione	0,057	0,099	(0,042)	-42,4%
- altro	1,132	0,402	0,730	-
Totale	**35,907**	**37,033**	**(1,126)**	**-3,0%**
Potenza efficiente netta complessiva	**82,679**	**89,742**	**(7,063)**	**-7,9%**

Potenza efficiente netta per area geografica

GW

	2016	2015	2016-2015	
Italia	**27,760**	**30,715**	**(2,955)**	**-9,6%**
Penisola iberica	22,744	22,912	(0,168)	-0,7%
America Latina	20,212	19,179	1,033	5,4%
Russia	8,944	8,944	-	-
Slovacchia	-	4,032	(4,032)	-
Nord America	1,495	2,506	(1,011)	-40,3%
Romania	0,534	0,534	-	-
Belgio	-	0,406	(0,406)	-
Grecia	0,290	0,290	-	-
Bulgaria	0,042	0,042	-	-
India	0,172	0,172	-	-
Sudafrica	0,486	0,010	0,476	-
Potenza efficiente netta complessiva	**82,679**	**89,742**	**(7,063)**	**-7,9%**

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

GWh

	2016	2015	2016-2015	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- carbone	72.342	85.677	(13.335)	-15,6%
- ciclo combinato (CCGT)	40.303	40.542	(239)	-0,6%
- olio combustibile/gas	29.749	28.682	1.067	3,7%
Totale	**142.394**	**154.901**	**(12.507)**	**-8,1%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare	**33.444**	**39.837**	**(6.393)**	**-16,0%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- idroelettrico	60.031	65.939	(5.908)	-9,0%
- eolico	18.294	16.204	2.090	12,9%
- geotermoelettrico	6.194	6.205	(11)	-0,2%
- biomasse e cogenerazione	226	241	(15)	-6,2%
- altro	1.229	685	544	79,4%
Totale	**85.974**	**89.274**	**(3.300)**	**-3,7%**
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**261.812**	**284.012**	**(22.200)**	**-7,8%**

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

GWh

	2016	2015	2016-2015	
Italia	**60.912**	**68.519**	**(7.607)**	**-11,1%**
Penisola iberica	72.323	77.444	(5.121)	-6,6%
America Latina	65.805	67.114	(1.309)	-2,0%
Russia	41.062	42.090	(1.028)	-2,4%
Slovacchia	9.684	18.292	(8.608)	-47,1%
Nord America	8.628	7.368	1.260	17,1%
Romania	1.235	1.330	(95)	-7,1%
Belgio	977	1.150	(173)	-15,0%
Grecia	559	549	10	1,8%
Bulgaria	96	90	6	6,7%
Sudafrica	203	18	185	-
India	328	48	280	-
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**261.812**	**284.012**	**(22.200)**	**-7,8%**

Altri indici di generazione

	2016	2015	2016-2015	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	32,8	31,4	1,4	4,5%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	45,6	45,5	0,1	0,2%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO 14001 (incidenza % sul totale)	97,9	97,6	0,3	0,3%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) [1]	40,0	39,7	0,3	0,7%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (g CO_2/kWh_{eq}) [2]	395	409	(14)	-3,4%
Prelievo specifico di acqua (l/Wh_{eq})	0,55	0,60	(0,05)	-8,3%

(1) Le percentuali sono state calcolate secondo la nuova metodologia che non considera il parco termoelettrico e gli impianti O&G italiani a eccezione di Mercure, poiché in fase di dismissione/marginali. Il contributo del parco termoelettrico O&G non è stato incluso nel Net Heat Value a causa del basso numero di ore di funzionamento e della produzione netta (meno dell'1% del flusso italiano con una capacità installata netta di circa 2,7 GW). La centrale del Mercure è stata inclusa, anche se classificata come unità O&G, per l'utilizzo della biomassa come combustibile principale ed è una base load unit. Non rientra nel calcolo la componente calore del parco cogenerativo russo. Il valore medio di rendimento è calcolato sugli impianti del parco ed è pesato sui valori di produzione.

(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).

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
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
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
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.
Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella Nota 47 del Bilancio consolidato.

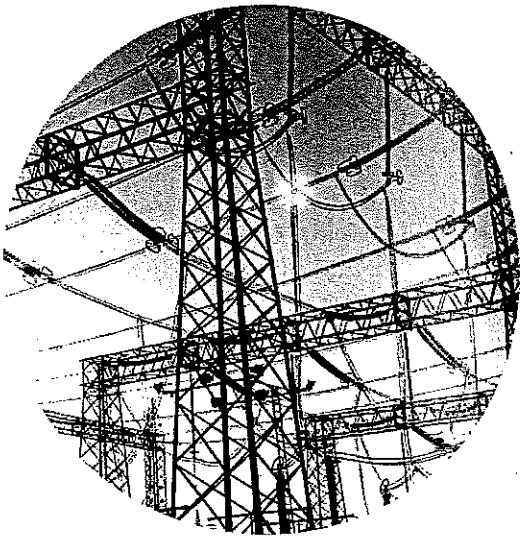
1074

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

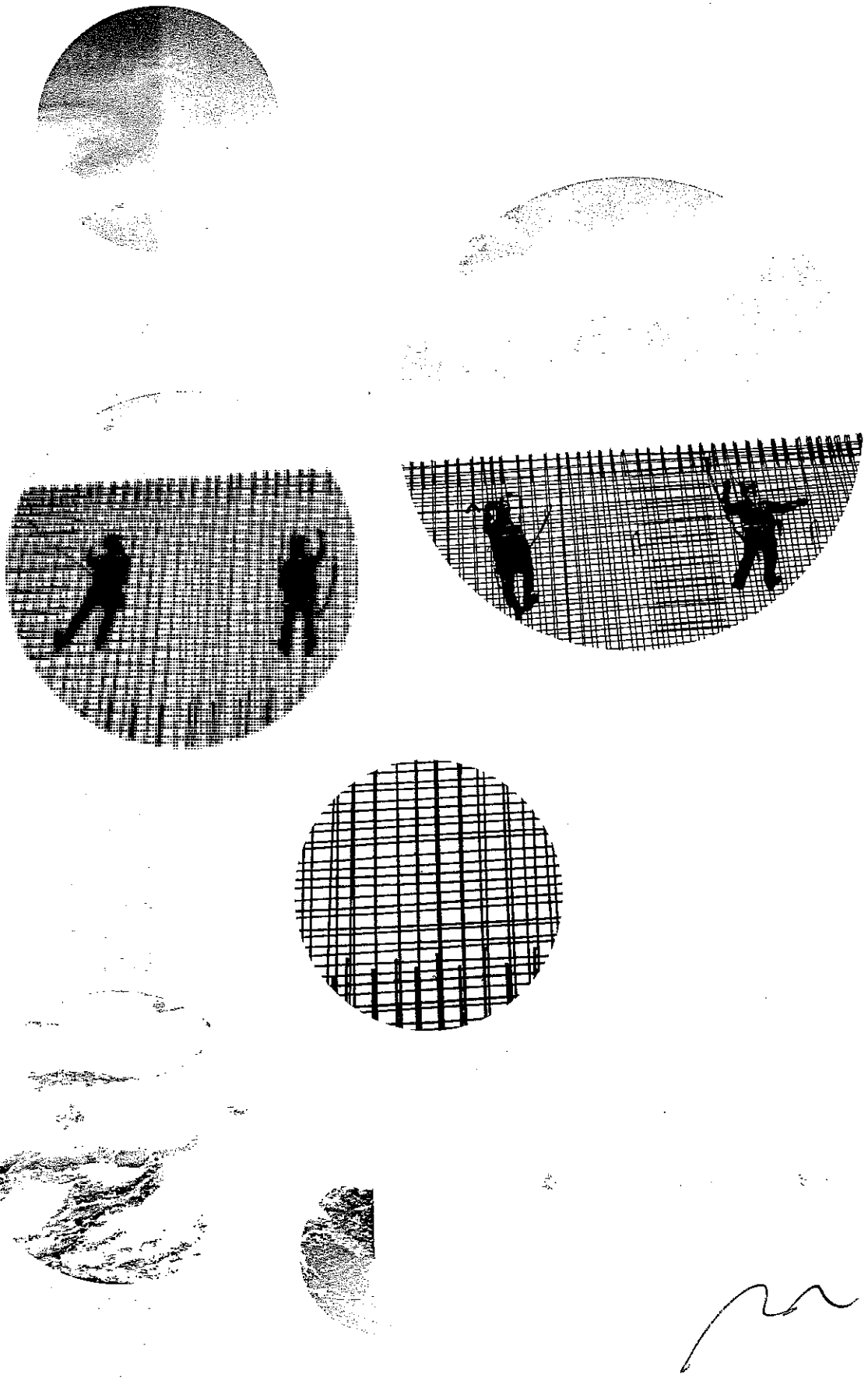
Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
Valori civilistici di Enel SpA	**1.720**	**26.916**	**1.011**	**24.880**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate e di quelle valutate con il metodo del patrimonio netto	792	(68.270)	13.510	(69.180)
Patrimonio netto e risultato di 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	4.620	65.865	(9.287)	67.680
Riserva di traduzione	-	(1.005)	-	(1.956)
Differenze da consolidamento a livello di consolidato di Gruppo	(31)	9.221	(13)	9.281
Dividendi infragruppo	(4.138)	-	(2.737)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	(393)	2.076	(288)	1.671
TOTALE GRUPPO	**2.570**	**34.803**	**2.196**	**32.376**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.217**	**17.772**	**1.176**	**19.375**
BILANCIO CONSOLIDATO	**3.787**	**52.575**	**3.372**	**51.751**









Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2016	di cui con parti correlate	2015	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.a	68.604	*4.550*	73.076	*5.583*
Altri ricavi e proventi	7.b	1.988	*20*	2.582	*314*
	[Subtotale]	**70.592**		**75.658**	
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	8.a	32.039	*6.603*	37.644	*7.089*
Costi per servizi e altri materiali	8.b	17.393	*2.577*	16.457	*2.431*
Costo del personale	8.c	4.637		5.313	
Ammortamenti e impairment	8.d	6.355		7.612	
Altri costi operativi	8.e	2.783	*312*	2.654	*54*
Costi per lavori interni capitalizzati	8.f	(1.669)		(1.539)	
	[Subtotale]	**61.538**		**68.141**	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	9	**(133)**	***29***	**168**	***(24)***
Risultato operativo		**8.921**		**7.685**	
Proventi finanziari da contratti derivati	10	1.884		2.455	
Altri proventi finanziari	11	2.289	*21*	1.563	*15*
Oneri finanziari da contratti derivati	10	2.821		1.505	
Altri oneri finanziari	11	4.339	*39*	4.969	*29*
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(154)		52	
Risultato prima delle imposte		**5.780**		**5.281**	
Imposte	13	1.993		1.909	
Risultato delle continuing operations		**3.787**		**3.372**	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**3.787**		**3.372**	
Quota di interessenza del Gruppo		2.570		2.196	
Quota di interessenza di terzi		1.217		1.176	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,26*		*0,23*	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,26*		*0,23*	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,26*		*0,23*	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,26*		*0,23*	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note	2016	2015
Risultato netto dell'esercizio		**3.787**	**3.372**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(34)	359
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		(18)	29
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		(24)	25
Variazione della riserva di traduzione		1.952	(1.743)
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti		(239)	184
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	32	**1.637**	**(1.146)**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		**5.424**	**2.226**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		3.237	2.191
- di terzi		2.187	35

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	15	76.265		73.307	
Investimenti immobiliari	18	124		144	
Attività immateriali	19	15.929		15.235	
Avviamento	20	13.556		13.824	
Attività per imposte anticipate	21	6.665		7.386	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	22	1.558		607	
Derivati	23	1.609		2.343	
Altre attività finanziarie non correnti	24	3.892		3.274	
Altre attività non correnti	25	706		877	
	[Totale]	**120.304**		**116.997**	
Attività correnti					
Rimanenze	26	2.564		2.904	
Crediti commerciali	27	13.506	*958*	12.797	*937*
Crediti per imposte sul reddito		879		636	
Derivati	23	3.945	*18*	5.073	
Altre attività finanziarie correnti	28	3.053	*135*	2.381	*2*
Altre attività correnti	29	3.044	*109*	2.898	*135*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	8.290		10.639	
	[Totale]	**35.281**		**37.328**	
Attività classificate come possedute per la vendita	31	**11**		**6.854**	
TOTALE ATTIVITÀ		**155.596**		**161.179**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		9.403	
Altre riserve		5.152		3.352	
Utili e perdite accumulati		19.484		19.621	
	[Totale]	**34.803**		**32.376**	
Interessenze di terzi		**17.772**		**19.375**	
Totale patrimonio netto	32	**52.575**		**51.751**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	33	41.336	*1.072*	44.872	*1.161*
Benefici ai dipendenti	34	2.585		2.284	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	35	4.981		5.192	
Passività per imposte differite	21	8.768		8.977	
Derivati	23	2.532		1.518	
Altre passività non correnti	36	1.856	*23*	1.549	*4*
	[Totale]	**62.058**		**64.392**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	33	5.372		2.155	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	33	4.384	*89*	5.733	*89*
Fondi rischi e oneri quota corrente	35	1.433		1.630	
Debiti commerciali	37	12.688	*2.921*	11.775	*2.911*
Debiti per imposte sul reddito		359		585	
Derivati	23	3.322	*11*	5.509	
Altre passività finanziarie correnti	38	1.264		1.063	
Altre passività correnti	40	12.141	*28*	11.222	*14*
	[Totale]	**40.963**		**39.672**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	31	-		**5.364**	
Totale passività		**103.021**		**109.428**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**155.596**		**161.179**	

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
Al 1° gennaio 2015	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**(1.321)**	**(1.806)**	**105**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(635)	465	25
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*(635)*	*465*	*25*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2015	**9.403**	**5.292**	**1.881**	**2.262**	**(1.956)**	**(1.341)**	**130**
Distribuzione dividendi e acconti	-	-	-	-	-	-	-
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	153	-	-	-	-
Aumento di capitale a servizio della scissione non proporzionale di Enel Green Power	764	2.197	-	-	119	(31)	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	(136)	21	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	968	(97)	(24)
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*968*	*(97)*	*(24)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2016	**10.167**	**7.489**	**2.034**	**2.262**	**(1.005)**	**(1.448)**	**106**

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**
(74)	**(671)**	**(2.113)**	**(193)**	**18.741**	**31.506**	**19.639**	**51.145**
-	-	-	-	(1.316)	**(1.316)**	**(767)**	**(2.083)**
-	-	(2)	(3)	-	**(5)**	**469**	**464**
-	-	-	-	-	**-**	**(1)**	**(1)**
20	120	-	-	2.196	**2.191**	**35**	**2.226**
20	*120*	-	-	-	***(5)***	***(1.141)***	***(1.146)***
-	-	-	-	*2.196*	***2.196***	***1.176***	***3.372***
(54)	**(551)**	**(2.115)**	**(196)**	**19.621**	**32.376**	**19.375**	**51.751**
-	-	-	-	(2.542)	**(2.542)**	**(1.032)**	**(3.574)**
-	-	-	-	(153)	**-**	**-**	**-**
-	1	-	(974)	(12)	**2.064**	**(2.106)**	**(42)**
-	-	(283)	-	-	**(283)**	**(266)**	**(549)**
49	17	-	-	-	**(49)**	**(386)**	**(435)**
(7)	(173)	-	-	2.570	**3.237**	**2.187**	**5.424**
(7)	*(173)*	-	-	-	***667***	***970***	***1.637***
-	-	-	-	*2.570*	***2.570***	***1.217***	***3.787***
(12)	**(706)**	**(2.398)**	**(1.170)**	**19.484**	**34.803**	**17.772**	**52.575**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2016	di cui con parti correlate	2015	di cui con parti correlate
Risultato del periodo prima delle imposte		**5.780**		**5.281**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment	8.d	6.355		7.612	
(Proventi)/Oneri finanziari	10-11	2.987		2.456	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	154		(52)	
Variazioni del capitale circolante netto:		662		(1.249)	
- rimanenze	26	413		274	
- crediti commerciali	27	(959)	*(21)*	(2.329)	*283*
- debiti commerciali	37	1.149	*10*	(581)	*(248)*
- altre attività e passività		59	*(81)*	1.387	*(6)*
Accantonamenti ai fondi		772		1.137	
Utilizzo fondi		(1.553)		(1.243)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	10-11	1.544	*21*	1.715	*15*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	10-11	(4.343)	*(39)*	(4.326)	*(29)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		(278)		142	
Imposte pagate	13	(1.959)		(1.516)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(274)		(385)	
Cash flow da attività operativa (A)		**9.847**		**9.572**	
Investimenti in attività materiali non correnti	15	(7.927)		(7.000)	
Investimenti in attività immateriali	19	(915)		(762)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	5	(382)		(78)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	5	1.032		1.350	
(Incremento)/Decremento di altre attività d'investimento		105		69	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		**(8.087)**		**(6.421)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	33	2.339		1.474	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	33	(4.049)	*(89)*	(5.015)	*(89)*
Operazioni relative a non controlling interest	32	(257)		456	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	32	(2.507)		(2.297)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**(4.474)**		**(5.382)**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**250**		**(234)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**(2.464)**		**(2.465)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo [1]		10.790		13.255	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo [2]		8.326		10.790	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (13.088 milioni di euro al 1° gennaio 2015), "Titoli a breve" pari a 1 milione di euro al 1° gennaio 2016 (140 milioni di euro al 1° gennaio 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016 (27 milioni di euro al 1° gennaio 2015).

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (10.639 milioni di euro al 31 dicembre 2015), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (1 milione di euro al 31 dicembre 2015) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 31 dicembre 2015.

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 2016 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 16 marzo 2017.

Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di EY SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente Bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico consolidato, dal Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle discontinued operations attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.

Il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations.

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, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita che sono valutate al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita.

La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.

Il Bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

Princípi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la 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 princípi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite ai clienti sono rilevati quando i rischi e benefici relativi al bene venduto o al servizio reso sono sostanzialmente trasferiti e sono valorizzati in base al fair value del corrispettivo ricevuto o ricevibile.

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e del gas venduti nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e il gas complessivamente immessi nella rete di distribuzione e quelli complessivamente fatturati nell'esercizio, calcolata tenuto conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Piani pensionistici e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui

dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.
Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.
Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano la necessità. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota 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 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 all'eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale approvato.
I fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritti 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 a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.
Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo di azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (articolo 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti princípi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).
Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima del valore residuo.
Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devolvibilità, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se

più ampia, alla vita economico tecnica del singolo bene. Qualora si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia 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 2016 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare delle imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale 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 e 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 e al ripristino *in bonis* dei siti sui quali essi insistono ovvero a 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 sia allo stoccaggio delle scorie o di 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 princípi contabili adottati.

Giudizi del management

Identificazione delle Cash Generating Unit (CGU)

In applicazione delle disposizioni dello "IAS 36 - Riduzione di valore delle attività", l'avviamento iscritto nel Bilancio consolidato del Gruppo, in virtù di operazioni di aggregazione aziendale, è stato allocato a singole CGU o a gruppi di CGU, che si prevede beneficeranno dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento, ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente indipendenti e ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del 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 economici per area di 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 similari, della partecipata.

A seguito dell'analisi circa l'esistenza del requisito del controllo, effettuata già in esercizi precedenti in applicazione del previgente IAS 27, il Gruppo aveva consolidato integralmente talune società (Emgesa e Codensa), pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto. Tale approccio è stato riconfermato anche a seguito dell'assessment svolto in applicazione dell'IFRS 10 e basato sull'esistenza dei requisiti sopra descritti, come indicato nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016", 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

1089

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 Ascó-Vandellós 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 a un concessionario il diritto a prestare servizi che danno accesso alle principali facility pubbliche per un determinato periodo di tempo previa gestione dell'infrastruttura utilizzata per fornire tali servizi pubblici.
In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "public-to-private" se il concedente:
> controlla o regolamenta quali servizi il concessionario deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e
> controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.
Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 sono risultate applicabili ad alcune infrastrutture di talune società della 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 pre-

disposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 sono elaborati in accordo con i princípi contabili adottati dalla Capogruppo.

Se una società controllata utilizza princípi contabili diversi da quelli adottati nel Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze similari, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.

Le attività, le passività, i ricavi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi 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 di acquisizione. Le componenti di Conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altri componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.

I dividendi ricevuti da partecipazioni in imprese collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.

Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.

I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono presentati per lo stesso periodo contabile del Gruppo, apportando, se necessario, le eventuali rettifiche per garantire la conformità ai princípi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che la partecipazione ha subíto una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile e il valore contabile della partecipazione stessa.

Nel caso della joint venture Slovak Power Holding, la valutazione di eventuali perdite di valore è effettuata determinando il valore recuperabile dell'investimento attraverso l'applicazione della formula di prezzo definita nell'accordo di cessione della partecipazione nel 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne da parte di Enel Produzione a EP Slovakia, il quale si basa su vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una

collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); la quota delle OCI riferita alla collegata o joint venture è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.
In caso di cessione di una quota di partecipazione che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati a patrimonio netto nell'ambito delle OCI relativa a tale riduzione è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.
Quando una quota di una partecipazione in imprese collegate o joint venture soddisfa le condizioni per essere classificata come detenuta per la vendita, la parte residua di tale partecipazione che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.
Per joint operation (attività a controllo congiunto) si intende un accordo in base al quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo. Per ogni joint operation il Gruppo rileva attività, passività, costi e ricavi sulla base dei termini dell'accordo e non in base all'interessenza partecipativa detenuta.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al fair value sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA.
Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.
Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

Aggregazioni aziendali

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).
In particolare, dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (purchase method), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche 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 3 Revised.
In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione (acquisition method), ove il costo di acquisto (corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività cedute, delle

passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali.
I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.
Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value, è rilevata come avviamento ovvero, se negativa, a Conto economico.
Il valore delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.
Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.
L'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come strumento finanziario ai sensi dello IAS 39, sono rilevate a Conto economico. I corrispettivi potenziali che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 sono valutati in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. I corrispettivi potenziali che sono classificati come strumento di capitale non sono rimisurati, e, conseguentemente il regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto.
Nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai princípi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.
Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").
La valutazione al fair value suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.
Il fair value di un'attività o di una passività è determinato considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in una transazione per l'attività o la passività e motivati ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.
Nella misurazione del fair value il Gruppo tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- per le attività non finanziarie 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 ri-

duzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o bonifica del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nel paragrafo "Fondi rischi e oneri".

Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura continuativa e duratura di energia elettrica sono rilevati al fair value alla data del trasferimento.

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	20-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	20-85 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	20-75 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	24-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	25-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	19-46 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-45 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-66 anni
Centrali nucleari	60 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	10-20 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-22 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-25 anni
- turbine e generatori	20-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-25 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-40 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	18-25 anni
- impianti di illuminazione artistica	20-25 anni
Linee di trasporto	20-50 anni
Stazioni di trasformazione	10-60 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	30-50 anni
- cabine primarie	10-60 anni
- reti di media e bassa tensione	23-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	2-27 anni
- gruppi di misura bilancio energia	2-35 anni
- contatori elettronici	10-20 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come dif-

ferenza 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 a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita economico-tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2067.

Talune società operanti nella generazione in Argentina, Brasile e Messico sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2017 al 2088.

Infrastrutture asservite alla concessione

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

1095

pubblico e gli importi specificati o determinabili (stabiliti dall'accordo) e tali pagamenti sono indipendenti dall'utilizzo dell'infrastruttura; e/o

> attività immateriali, se il concessionario ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. In questo caso, il concessionario non vanta un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui gli utenti utilizzano il servizio.

Se il Gruppo, in qualità di concessionario, vanta un diritto contrattuale a ricevere un'attività immateriale (il diritto a far pagare gli utenti del servizio pubblico), gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nel paragrafo "Immobili, impianti e macchinari". Durante la fase operativa dell'accordo, il Gruppo rileva i corrispettivi per i servizi operativi secondo le modalità descritte nel paragrafo "Ricavi".

Leasing

Il Gruppo detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing.
Tali contratti sono analizzati alla luce del contesto e degli indicatori previsti dallo IAS 17 al fine di determinare se essi costituiscono leasing operativi o leasing finanziari.
Un leasing finanziario è definito come un leasing che sostanzialmente trasferisce al locatario tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà del relativo bene. Tutti i leasing che non si configurano come leasing finanziari sono classificati come leasing operativi.
In sede di rilevazione iniziale i beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario sono rilevati tra gli immobili, impianti e macchinari e una corrispondente passività è rilevata tra i finanziamenti a lungo termine. Alla data di inizio della decorrenza del contratto, i beni detenuti in leasing finanziario sono rilevati al loro fair value o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto.
Tali beni sono ammortizzati in base alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine del leasing, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari alla minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata del bene stesso.
I pagamenti effettuati per un leasing operativo sono rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto.
Pur non essendo formalmente qualificabili come accordi di leasing, alcune tipologie contrattuali sono considerate come tali se il loro adempimento è dipendente dall'utilizzo di una o più attività specifiche e se tali contratti conferiscono il diritto a utilizzare tali attività.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l'apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l'impiego nel ciclo produttivo o nella fornitura di beni/servizi.
Sono rilevati al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata.
Gli investimenti immobiliari, a eccezione dei terreni, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni.
Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.
L'analisi dettagliata del fair value degli investimenti immobiliari è illustrata nella Nota 45 "Attività misurate al fair value".
Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro uso o dalla loro dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.
Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.
I costi di sviluppo interno sono rilevati come attività immateriale quando il Gruppo è ragionevolmente sicuro circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha intenzione di completare l'attività per usarla o venderla e che l'attività genererà benefici economici futuri.
I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.
Le attività immateriali aventi vita utile definita, sono esposte al netto del fondo ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso; conseguentemente, le attività 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 a eccezione di alcune concessioni e dell'avviamento.
Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test).
La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se la stessa può continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita 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 diritti simili:	
- generati internamente	-
- acquisiti	2-60 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-5 anni
- acquisite	3-40 anni

Avviamento

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate, rappresenta l'eccedenza tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e 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, degli investimenti immobiliari, 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

1097

in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.
Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e impairment", nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti. Il valore 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 di quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subíto una riduzione di valore.
Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della cash generating unit, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita Conto economico. Il costo è determinato in base alla formula del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.
Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.
Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (certificati verdi, certificati di efficienza energetica e quote di emissioni di CO_2) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO_2, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al trading e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti. All'interno di quest'ultimo, le predette quote sono preventivamente allocate in sottoportafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.
Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevate le giacenze di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.
I materiali e gli altri beni di consumo (comprensivi delle commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Lavori su ordinazione

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi e i costi di commessa sono rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi, i costi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.
Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.
Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.
Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo cost to cost, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del Bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.
L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività.

Strumenti finanziari

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine a un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o à uno strumento rappresentativo di capitale per la controparte; sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e lo IAS 39.

Un'attività o passività finanziaria, è iscritta in bilancio quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (trade date).

Gli strumenti finanziari sono classificati in base allo IAS 39 come segue:

> attività e passività finanziare al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL);
> attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM);
> finanziamenti e crediti (L&R);
> attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS);
> passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e joint venture e fondi di investimento detenuti a scopo di negoziazione o designati al fair value a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Gli strumenti finanziari al fair value rilevato a Conto economico sono attività e passività finanziarie:

> classificate come detenute per la negoziazione in quanto acquistate o sostenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
> designate al momento della rilevazione iniziale, ai sensi della facoltà prevista dallo IAS 39 (fair value option).

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo fair value e gli utili e le perdite successivi derivanti dalle variazioni del fair value sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino alla scadenza

Questa categoria comprende attività finanziarie non derivate, aventi pagamenti fissi o determinabili e scadenze fisse, quotate in mercati attivi e non sono rappresentate da partecipazioni, per le quali il Gruppo ha l'intenzione e la capacità di mantenerle sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al fair value, comprendendo i costi di transazione e successivamente, sono valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Finanziamenti e crediti

Questa categoria include principalmente crediti commerciali e altri crediti finanziari. Finanziamenti e crediti sono attività finanziarie non derivate con pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in un mercato attivo, diverse da quelle che il Gruppo intende vendere immediatamente o al breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e da quelle che il Gruppo, al momento della rilevazione iniziale, ha designato al fair value con rilevazione a Conto economico o come disponibili per la vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, senza alcuno sconto se non è materiale.

Attività disponibili per la vendita

Questa categoria include principalmente i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza e le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie al fair value con imputazione a Conto economico"). Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono attività finanziarie non derivate che sono designate come disponibili per la vendita o non sono classificate come finanziamenti e crediti, attività finanziarie detenute sino alla scadenza o attività finanziarie al fair value rilevato al Conto economico.

Tali strumenti sono valutati al fair value con la rilevazione delle variazioni del fair value in contropartita al patrimonio netto nell'ambito delle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI).

Al momento della vendita, o nel momento in cui un'attività finanziaria disponibile per la vendita, mediante successivi acquisti, diventi una partecipazione in una società controllata, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, tutte le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti (compresi i crediti commerciali), detenute sino alla scadenza o disponibili per la vendita, sono analizzate al fine di verificare se esiste una evidenza obiettiva che un'attività o un gruppo di attività finanziarie abbia subíto una perdita di valore.

Una perdita di valore è rilevata se e solo se tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività, che sono attendibilmente stimati.

L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, per esempio:

> la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
> una violazione del contratto, come un inadempimento o

1099

mancato pagamento degli interessi o del capitale;
> l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
> una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.

Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto economico.

Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Se l'importo di una perdita di valore rilevata in passato diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, essa è riversata a Conto economico.

Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come per esempio, variazioni significative con un effetto negativo nell'ambiente tecnologico, di mercato, economico e legale.

Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del fair value, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la variazione negativa di fair value precedentemente rilevata nelle altre componenti di Conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a Conto economico.

L'importo della perdita cumulata è determinato come differenza tra il costo di acquisizione e il fair value corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a Conto economico. Le perdite di valore su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinate.

Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il fair value non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di impairment, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso corrente di interesse per attività finanziarie similari. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'impairment.

L'importo della perdita di valore di uno strumento di debito classificato come disponibile per la vendita, da riclassificare dal patrimonio netto, è pari alla variazione negativa cumulata di fair value rilevata nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI). Tale ammontare è successivamente riversato a Conto economico se il fair value dello strumento di debito presenta una obiettiva variazione in aumento a seguito di un evento che si è verificato dopo la rilevazione della perdita di valore.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e che sono soggetti a un irrilevante rischio di variazione del loro valore.

Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Questa categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, passività per leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:
> il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "underlying", quale tasso di interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
> che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
> che è regolato a una data futura.

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul hedge accounting, si prega di far riferimento alla Nota 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 c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite") e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole od opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

I contratti, che non 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 stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel Bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 ("own use exemption") e quindi sono rilevati in base alle regole contabili di riferimento.

Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al fair value rilevato a Conto economico solo se:

> sono regolabili al netto; e
> non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dal Gruppo.

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

> ai fini della consegna fisica;
> per le normali esigenze di utilizzo e compravendita del Gruppo.

Il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39 o se sono stati sottoscritti per "own use exemption".

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifichi una delle seguenti condizioni:

> il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;
> il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, cedendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. "pass through test");
> il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha ceduto il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

> esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
> vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

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. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto degli associati interessi attivi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI), quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a Conto economico.

I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

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 è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale.

Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio

delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.
Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto.
Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.
Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico.
Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.
Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e la provvista ricevuta. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.
I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.
Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.
I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"emission trading system" istituito a livello europeo.
In Italia, dove l'incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili per il tramite di certificati verdi era presente fino allo scorso anno, a partire dal 2016 – in applicazione del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 – il precedente meccanismo di incentivazione è stato sostituito dalla cosiddetta "feed-in premium". La rappresentazione contabile delle novità introdotte a seguito della nuova normativa determina un incremento della voce Ricavi, nella quale confluisce ora il corrispettivo per l'intera tariffa di vendita, inclusa la sua componente di incentivo, e un corrispondente decremento della voce Altri ricavi e proventi dove, fino allo scorso esercizio, confluivano i corrispettivi legati all'assegnazione dei certificati verdi sull'energia prodotta, secondo le modalità previste dagli accordi di incentivazione propri di ciascun impianto.
Negli altri Paesi, Paesi in cui il regime di incentivazione mediante certificati verdi è ancora in vigore, i certificati verdi maturati in relazione alla produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili e i certificati di efficienza energetica maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli altri ricavi e proventi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria, qualora i certificati non fossero ancora accreditati sul conto proprietà, ovvero le rimanenze, qualora i certificati fossero già accreditati.
Nel momento in cui i predetti certificati sono accreditati sul

conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle rimanenze.
I ricavi derivanti dalla vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei ricavi delle vendite e delle prestazioni, con conseguente decremento delle relative rimanenze.
Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO_2, il Gruppo applica il 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 operations

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo.
Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.
Quando il Gruppo è coinvolto in un piano di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente se il Gruppo manterrà, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.
Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in imprese collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in imprese collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.
Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale.
Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.
Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile alle specifiche attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le componenti economiche di un iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) conseguentemente alla valutazione al fair value al netto dei costi di vendita e quelle relative ai ripristini di impairment sono rilevate a Conto economico nell'ambito del risultato delle continuing operations.
Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.
Se i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo non 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 operations.
Una discontinued operation è una componente di un Gruppo che è stata dismessa, o classificata come posseduta per la vendita, e

- rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività,
- fa parte di un unico programma coordinato di dismissione

di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività, o

> è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

> degli utili o delle perdite delle discontinued operations al netto degli effetti fiscali, e

> della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita, o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a raffronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di riferimento dell'ultimo Bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente rappresentati in bilancio tra le discontinued operations sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operations per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dal Gruppo e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dal Gruppo, in nome e per conto proprio. Pertanto, in un rapporto di agenzia, i corrispettivi riscossi per conto terzi sono esclusi dai ricavi.

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o ricevibile, tenendo conto del valore di eventuali sconti commerciali, resi e abbuoni concessi dal Gruppo.

Quando merci o servizi sono scambiati o barattati con merci o servizi che hanno natura e valore simili, lo scambio non è considerato come un'operazione che genera ricavi.

Per i contratti che prevedono una serie di prestazioni che generano ricavi (multiple-element arrangement), i criteri di rilevazione sono applicati alle parti separatamente identificabili di una singola operazione allo scopo di riflettere la sostanza dell'operazione stessa o congiuntamente a più operazioni nel loro complesso quando esse sono così strettamente legate che il risultato commerciale non può essere valutato senza fare riferimento alle varie operazioni come a un unico insieme.

Più in particolare, secondo la tipologia di operazione, i ricavi sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

> i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;

> i ricavi per vendita 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 sistema idrico ("AEEGSI"), in Italia, e degli analoghi organismi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento;

> i ricavi per trasporto di energia elettrica e gas 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'AEEGSI, 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 a 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, per esempio, 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);

> 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 indicato nello specifico paragrafo;

> i ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica, monetari e in natura, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se il servizio reso è identificato. Se più di un servizio viene separatamente individuato, il fair value del corrispettivo totale ricevuto o ricevibile è ripartito per ciascun servizio, e i ricavi relativi ai servizi erogati nel periodo sono coerentemente rilevati; in particolare, se viene identificato un servizio continuativo (servizio di distribuzione di energia elettrica), il periodo per il quale devono essere rilevati i ricavi per tale servizio è generalmente determinato in base ai termini dell'accordo con il cliente, ovvero, se l'accordo non stabilisce un periodo specifico, i ricavi sono rilevati nell'arco di un periodo non superiore alla vita utile del bene trasferito dai clienti;

> i ricavi per noleggi e leasing operativi sono rilevati per competenza in accordo con la sostanza del relativo contratto.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

> proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;

> proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso di interesse;

> proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare, tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e

sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico, che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.
Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

3

Princípi contabili di recente emanazione

Nuovi princípi contabili applicati nel 2016

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai princípi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2016.

> "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 entità hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, l'entità 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.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "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.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "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 relativi 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.
Trattandosi di una modifica inerente esclusivamente al Bilancio separato, non vi sono impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 12 e allo IAS 28 - *Entità*

d'investimento: applicazione dell'eccezione di consolidamento", emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una investment entity che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al fair value), l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una investment entity che sono a loro volta qualificate come investment entity. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come investment entity deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una investment entity. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una investment entity, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al fair value applicata dalle collegate o joint venture, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente 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 a eccezione di quei princípi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a Conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "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 (c.d. "revenue-based method"). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:

- l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
- può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "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" (c.d. "bearer plants"), quali per esempio gli alberi da frutta, che ora rientrano nell'ambito di applicazione dello "IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari" e che conseguentemente sono 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, per esempio, la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello "IAS 41 - Agricoltura".

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente Bilancio consolidato. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica separa le definizioni di "performance condition" e "service condition" dalla definizione di "vesting condition" al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara;
- "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale contingent consideration pattuita nell'ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration non rappresenta uno strumento di capitale, deve essere classificata come at-

tività/passività finanziaria (nell'ambito applicativo dello IAS 39) o come attività/passività non finanziaria. In entrambi i casi la contingent consideration è valutata 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 contabile "lordo" è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile "lordo" e il valore contabile 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 ai costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- "IAS 38 - *Attività immateriali*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore contabile "lordo" è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'attività. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile "lordo" e il valore contabile 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 di interesse da applicare all'importo in fattura possono 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 princípi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente Bilancio consolidato. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*"; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un'attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l'interruzione dell'applicazione delle previsioni dell'IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione;
- "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;
- "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;
- "IAS 34 - *Bilanci intermedi*"; la modifica prevede che le disclosure richieste per le situazioni infrannuali de-

vono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per esempio 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.

Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi princípi, modifiche ai princípi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2016.

> "IFRS 9 - *Strumenti finanziari*", 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.

La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'impairment e all'hedge accounting.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l'IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l'attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l'attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al fair value through other comprehensive income (FVTOCI) sono detenute con l'obiettivo di incassare i flussi di cassa sia contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a Conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e a OCI il fair value dell'attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l'IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al fair value through profit or loss, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'own credit risk deve essere rilevata a OCI anziché a Conto economico. È consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di impairment basato sulle "incurred credit losses" aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell'evidenza del manifestarsi di un trigger event, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses".

In buona sostanza, il modello prevede:

a) l'applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse a ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
d) il miglioramento delle disclosure sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principle-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eligibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer component e alle esposizioni aggre-

gate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39 riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spread (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettico devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging.*

Nel corso dell'esercizio 2016 è stato avviato uno specifico progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo principio. In particolare, relativamente a ciascuno stream progettuale si evidenzia quanto segue:

a) "Classification and Measurement": sono in corso di svolgimento le attività di verifica dell'attuale modalità di classificazione degli strumenti finanziari rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e SPPI test e business model). Peraltro, sono in corso di analisi i contratti che potrebbero essere oggetto di valutazione al fair value in quanto i flussi di cassa contrattuali potrebbero non essere rappresentati esclusivamente dal pagamento di capitale e interessi, nonché le partecipazioni di minoranza in società non quotate per le quali, in base allo IAS 39, si applica l'esenzione del costo e che dovrebbero essere valutate al fair value in base all'IFRS 9, al fine di individuare gli opportuni modelli di valutazione;
b) "Impairment": è in corso di svolgimento l'analisi delle attività finanziarie in portafoglio oggetto di impairment con particolare riferimento ai crediti commerciali rappresentativi della maggior parte dell'esposizione creditizia del Gruppo. In particolare, tali crediti sono stati suddivisi in specifici cluster, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento e, a seconda dei casi, si stanno analizzando gli opportuni modelli di impairment in applicazione dell'approccio semplificato (loss rate approach) o del modello generale delle expected credit losses;
c) "Hedge Accounting": sono attualmente in corso le attività volte a implementare il nuovo modello di hedge accounting in termini sia di test di efficacia e ribilanciamento delle relazioni di copertura, sia di analisi delle nuove strategie applicabili in base all'IFRS 9.

Rispetto ai possibili impatti derivanti dall'applicazione del nuovo principio si specifica che, nell'attuale stato di analisi, gli stessi non risultano ancora ragionevolmente stimabili.

> "IFRS 14 - *Regulatory Deferral Accounts*", emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti princípi adottati (per es., princípi locali), in sede di prima adozione degli *International Financial Reporting Standards.* Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all'IFRS 14 se i princípi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti princípi contabili. La Commissione Europea ha deciso di non avviare il processo di omologazione di questo standard ma di attendere la finalizzazione del più ampio progetto relativo alle Rate-regulated activities.

> "IFRS 15 - *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*", emesso a maggio 2014, inclusivo delle "*Modifiche all'IFRS 15. Data di entrata in vigore dell'IFRS 15*", emesse a settembre 2015. Il nuovo standard 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, a eccezione di alcune esclusioni (per es., 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 seguente principio fondamentale: rilevazione dei ricavi 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 cin-

que fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); 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 (step 5).

L'IFRS 15 include anche una serie di note di commento che dovrebbero 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018.

Nel corso dell'esercizio 2016 è stata avviata una attività progettuale volta a individuare i potenziali impatti del principio sul Bilancio consolidato del Gruppo. Allo stato dell'analisi, ancora in corso di svolgimento, le fattispecie più significative che riteniamo saranno interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono a: (i) identificazione delle obbligazioni contrattuali; (ii) i contratti caratterizzati da una pluralità di obbligazioni contrattuali; (iii) i contratti che prevedono corrispettivi variabili e relativo timing di riconoscimento; (ivii) i contratti in cui un soggetto terzo è coinvolto nella fornitura dei beni/servizi ai clienti, distinguendo i casi in cui il Gruppo (o la controparte) agisce per conto proprio o in qualità di rappresentante; (iv) la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione e l'esecuzione dei contratti con i clienti; e (vi) la informativa da fornire in ossequio al principio. Rispetto ai possibili impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 si segnala che, nell'attuale stato di analisi, gli stessi non risultano ancora ragionevolmente stimabili. Nel corso del processo di analisi, il Gruppo si riserva di definire anche le modalità di prima applicazione dello standard.

> "Clarification to IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", emesso ad aprile 2016, introduce alcune modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L'obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell'IFRS 15 senza alterare i princípi cardine dello standard. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dal 1° gennaio 2018.

> "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 e 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 contabile previsti dallo IAS 17. Pertanto, il locatore dovrà continuare a classificare e a rilevare, differentemente, 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.

> "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. scostamenti derivanti dall'effetto della variazione dei tassi di cambio e delle 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. Il documento fornisce 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. È consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.

> "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*", emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset a una joint venture o a una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'"IFRS 3 - Aggregazioni aziendali". In particolare, se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della joint venture, che rappresentano le controparti della transazione. L'EFRAG ha raccomandato alla 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 2 - *Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions*", emesso a giugno 2016. Le modifiche:
- chiariscono che il fair value di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (per es., un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione, ignorando invece le condizioni di permanenza in servizio e le condizioni di conseguimento dei risultati diverse da quelle di mercato;
- chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d'acconto dovrebbero essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d'acconto);
- forniscono previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l'emissione di azioni.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IFRS 4 - *Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts*", emesso a settembre 2016. Le modifiche:
- permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all'assicurazione di posticipare l'applicazione dell'IFRS 9 sino al 2021 ("temporary exemption"); e
- attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l'opzione di rilevare nelle altre componenti di Conto economico (OCI), piuttosto che a Conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall'applicazione dell'IFRS 9 ("overlay approach").

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "IFRIC 22 - *Foreign currency transactions and advance consideration*", emesso a dicembre 2016. L'interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un'attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell'operazione è quella nella quale la società rileva l'eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi

1113

che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Amendments to IAS 40 - *Transfers of investment property*", emesso a dicembre 2016. Le modifiche chiariscono che i trasferimenti a o da, investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d'uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d'uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

> "Annual improvements to IFRSs 2014-2016 cycle", emesso a dicembre 2016. Contiene modifiche formali e chiarimenti a princípi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti princípi:

- "IFRS 1 - *Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*"; le modifiche hanno eliminato le "esenzioni dagli IFRS applicabili a breve" inerenti alla transizione all'IFRS 7, allo IAS 19 e all'IFRS 10. Tali previsioni relative alla transizione erano disponibili per passati esercizi contabili e pertanto, ora, non sono più applicabili. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente;
- "IFRS 12 - *Informativa sulle partecipazioni in altre entità*"; le modifiche chiariscono che le previsioni circa l'informativa richiesta dall'IFRS 12, a eccezione del riepilogo dei dati economico-finanziari, sono applicabili anche alle partecipazioni in imprese classificate come disponibili per la vendita. Prima di tali modifiche, non era chiaro se le disposizioni dell'IFRS 12 erano applicabili a tali partecipazioni. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente;
- "IAS 28 - *Partecipazioni in società collegate e joint venture*"; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa a una società d'investimento (o un fondo comune, fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a Conto economico è disponibile, alla data di rilevazione iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione. Simili chiarimenti sono stati effettuati per le società che non sono entità di investimento e che, quando applicano il metodo del patrimonio netto, scelgono di mantenere la valutazione al fair value rilevato a Conto economico effettuata dalle entità di investimento che rappresentano proprie partecipazioni in società collegate o joint venture. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.



Rideterminazione dei dati comparativi

A partire dalla chiusura contabile al 30 settembre 2016 può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui adozione era stata annunciata nel corso del secondo trimestre 2016, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle varie divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. "Large Hydro") che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Retail, Servizi e Holding. Pertanto, la nuova struttura matriciale è articolata nelle seguenti Divisioni (Generazione Termoelettrica Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading) e Regioni/Paesi (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia) e rappresenterà a partire da quest'anno anche la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere a una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del

principio di riferimento "IFRS 8 - Settori operativi", di cui alla successiva Nota 6, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

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, ha subito modifiche strutturali ai fini di una migliore esposizione dei fenomeni occorsi e ciò ha, pertanto, comportato la riclassificazione di talune voci riferite all'esercizio 2015 ai fini di una migliore comparabilità dei dati.



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.

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 Enel Green Power di una quota di controllo, pari al 68%, nel capitale di **BLP Energy**, 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 Enel Green Power 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 Enel Green Power;
> consolidamento integrale, a seguito di modifiche intervenute nei patti parasociali nel mese di dicembre 2015, di **Osage Wind**, società detenuta al 50% da Enel Green Power 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, a una joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto (**Ultor**) detenuta al 50% con il fondo F2i, di Altomonte, Enel Green Power San Gillio ed Enel Green Power 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 comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

> 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;
> 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%.

2016

> Cessione, perfezionata agli inizi di marzo 2016, di **Compostilla Re**, società già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita"; il prezzo di cessione è stato di 101 milioni di euro (la società ceduta deteneva anche liquidità per circa 111 milioni di euro) e ha generato una plusvalenza di circa 19 milioni di euro;
> cessione, in data 1° maggio 2016, del 65% di **Drift Sand Wind Project**, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti. Il prezzo di cessione è stato di 72 milioni di euro e ha generato una plusvalenza di circa 2 milioni di euro e una rimisurazione al fair value del rimanente 35% pari a circa 4 milioni di euro;
> cessione, perfezionata in data 13 luglio 2016, di **Enel Longanesi**, dove erano incluse le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas. Il massimo corrispettivo per la vendita è di 30 milioni di euro, di cui una parte, pari a circa 7 milioni di euro, è stata incassata immediatamente, mentre il diritto a percepire la quota restante (pe-

raltro in più tranche) è subordinato al verificarsi di alcune condizioni quali l'entrata in produzione del giacimento di gas Longanesi in Emilia-Romagna, prevista per il 2019, e l'andamento dei prezzi sul mercato del gas. Non vi sono state minusvalenze rilevate a Conto economico tenuto conto che il suo valore era già stato riportato in precedenza al presumibile valore di realizzo;

> cessione, in data 28 luglio 2016, del 50% del capitale di **Slovak Power Holding** ("SPH"), società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di **Slovenské elektrárne** ("SE"). In particolare, Enel Produzione ha finalizzato la cessione a EP Slovakia, società controllata da Energetický a průmyslový holding ("EPH"), del 50% del capitale di SPH in esecuzione del contratto stipulato in data 18 dicembre 2015 tra Enel Produzione ed EP Slovakia. Il corrispettivo complessivo delle due fasi, pari a 750 milioni di euro (di cui 150 milioni di euro versati immediatamente per cassa), 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 SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Pertanto, il credito finanziario emergente dalla cessione è valutato al fair value in contropartita a Conto economico. I medesimi parametri sopra descritti sono tenuti in considerazione anche ai fini della determinazione del valore recuperabile della partecipazione nella joint venture in SPH;

> acquisizione del controllo, in data 1° ottobre 2016, di **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca** ("DEC"), già consolidata con il metodo del patrimonio netto, attuata mediante fusione per incorporazione della stessa DEC in Codensa (che già ne deteneva una quota pari al 49%); per maggiori dettagli si rimanda alla successiva Nota 5.1;

> perdita del controllo, in data 21 novembre 2016, conseguente al cambio di governance e alla cessione di una quota dell'1%, per un corrispettivo pari a 12 milioni di euro, di **EGPNA Renewable Energy Partners** ("EGPNA REP"), società operante nello sviluppo di progetti di generazione da fonte rinnovabile negli Stati Uniti e che, pertanto, a partire da tale data è consolidata con il metodo del patrimonio netto. Tale operazione ha comportato la rilevazione di una plusvalenza pari a 2 milioni di euro e la rilevazione di un provento da rimisurazione al fair value del 50%, tuttora di proprietà di EGPNA, pari a 95 milioni di euro;

> cessione, in data 30 novembre 2016, del 100% di **Enel France**, società operante nella generazione termoelettrica in Francia a un prezzo sostanzialmente pari a zero, generando quindi una minusvalenza pari a 4 milioni di euro;

> perdita del controllo, in data 20 dicembre 2016, di **Enel OpEn Fiber** (oggi OpEn Fiber - OF) a seguito dell'aumento di capitale effettuato sia da Enel sia da CDP Equity ("CDPE"), a esito del quale Enel e CDPE detengono una partecipazione paritetica nel capitale di OF, la quale viene pertanto a partire da tale data consolidata con il metodo del patrimonio netto;

> cessione, in data 28 dicembre 2016, dei parchi eolici **Cimarron** e **Lindahl** alla sopracitata joint venture EGPNA REP, punto iniziale della nuova strategia di crescita industriale sostenuta da un modello "Build, Sell and Operate" a minore intensità di capitale e destinata ad accelerare lo sviluppo del portafoglio di progetti a livello globale. La perdita di controllo ha comportato una plusvalenza di 37 milioni di euro;

> cessione, in data 30 dicembre 2016, del 100% di **Marcinelle Energie**, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio per un corrispettivo totale di 36,5 milioni di euro, interamente versati. Nel corso del 2016 il valore netto dell'attivo di Marcinelle era già stato riportato al suo presumibile valore di realizzo attraverso la rilevazione di una perdita di valore di 51 milioni di euro. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

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 comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

> cessione, in data 29 febbraio 2016, della restante quota di **Hydro Dolomiti Enel**, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia; il prezzo di cessione è stato stimato inizialmente in 335 milioni di euro; successivamente, a seguito della definizione del conguaglio sul prezzo di cessione (negativo per 22 milioni di euro) in applicazione della formula prezzo contrattuale aggiornata con la situazione contabile finale di cessione, si è determinata la plusvalenza da cessione, pari a 124 milioni di euro;

> in data 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione non proporzionale di **Enel Green Power**, mediante la quale – attraverso un aumento di capitale di Enel SpA a servizio

della scissione stessa – il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, con conseguente riduzione delle interessenze di terzi; per maggiori dettagli si veda la successiva Nota 5.2;

> in data 3 maggio 2016, acquisizione del restante 40% di **Maicor Wind**, società operante nel settore eolico in Italia, da parte di Enel Green Power, che ne diventa unico socio;

> in data 27 luglio 2016 Enel Green Power International (interamente posseduta da Enel) ha ceduto il 60% del capitale di **Enel Green Power España** ("EGPE") a Endesa Generación (interamente posseduta da Endesa), che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Nel Bilancio consolidato, l'operazione genera una riduzione delle quota di pertinenza del Gruppo (dall'88,04% al 70,10%) dei risultati di EGPE a partire dall'efficacia dell'operazione;

> realizzazione, in data 1° dicembre 2016, della fusione in **Enel Américas** di Endesa Américas e Chilectra Américas, società tutte generatesi dalla scissione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra. Per l'effetto congiunto dei rapporti di cambio tra le azioni e l'esercizio del diritto di recesso da parte di alcuni degli azionisti delle società coinvolte nell'operazione, le percentuali di interessenza di tutte le società direttamente e indirettamente detenute da Enel Américas sono variate. Per maggiori dettagli si veda la successiva Nota 5.3.

5.1 Acquisizione del controllo di Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca

Il 1° ottobre 2016 si è realizzata la fusione per incorporazione in Codensa delle sue controllate Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ("DEC") ed Empresa de Energía de Cundinamarca ("EEC"). In particolare, la fusione si è realizzata attraverso uno scambio azionario, senza impatti monetari, tra azioni di Codensa di nuova emissione (pari all'1,25% del suo capitale sociale e per un valore al fair value di 25 milioni di euro) e le azioni di DEC ed EEC. La seguente tabella evidenzia gli effetti dell'operazione a livello consolidato, che ha comportato una rimisurazione negativa al fair value della partecipazione precedentemente detenuta in DEC ed EEC per 10 milioni di euro e un negative goodwill emergente dalla business combination per 4 milioni di euro.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	125
Crediti commerciali	19
Disponibilità liquide	8
Finanziamenti	(38)
Benefici ai dipendenti	(27)
Fondi rischi e oneri	(11)
Debiti commerciali	(19)
Altre passività nette	(4)
Interessenze di terzi	(29)
Fair value delle attività nette corrispondenti alla quota di partecipazione già precedentemente detenuta	**24**
Valore contabile della quota di libro partecipazione già precedentemente detenuta	**34**
Rimisurazione al fair value dell'interessenza già detenuta precedentemente all'acquisizione del controllo	**(10)**

Milioni di euro	
Fair value partecipazione già detenuta	24
Fair value azioni Codensa di nuova emissione	25
Costo dell'acquisizione	**49**
Fair value delle attività nette acquisite	**53**
Negative goodwill	**4**

5.2 Integrazione Enel Green Power

A seguito della stipula dell'atto di scissione in data 25 marzo 2016, con data di efficacia posticipata allo scadere dell'ultimo istante del 31 marzo 2016, si è realizzata la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP") in favore di Enel. In sintesi, l'operazione ha comportato:

> l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del compendio scisso rappresentato dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International, holding di diritto olandese che a sua volta detiene la quasi totalità delle partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili all'estero nonché di tutte le attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tale partecipazione;
> il mantenimento in capo a 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:

> i soci di EGP diversi da Enel hanno concambiato in azioni Enel tutte le azioni possedute in EGP sulla base del rapporto di concambio di 0,486 azioni Enel in cambio di un'azione EGP;
> Enel ha concambiato le azioni corrispondenti alla sua partecipazione nel compendio scisso in azioni Enel, le quali sono state contestualmente annullate ai sensi degli art. 2504 *ter*, comma 2, e 2506 *ter*, comma 5, del codice civile.

L'operazione a livello consolidato ha, quindi, comportato:

> un aumento di 764 milioni di euro del capitale sociale di Enel SpA (pari pertanto a partire dall'efficacia dell'operazione a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna) per effetto delle azioni emesse a servizio della scissione;
> un aumento della riserva sovrapprezzo azioni per 2.212 milioni di euro, al fine di riflettere il valore delle azioni emesse a servizio della scissione;
> una riclassifica da interessenze di terzi a riserve del patrimonio netto di Gruppo per 80 milioni di euro, per riflettere l'incremento della percentuale di interessenza in EGP dal 68,29% al 100%;
> la riduzione delle interessenze di terzi a fronte degli esborsi finanziari sostenuti per rimborsare gli ex azionisti EGP che hanno esercitato il diritto di recesso (27 milioni di euro);
> la rilevazione, direttamente a patrimonio netto a deduzione della riserva sovrapprezzo azioni, dei costi di transazione (14 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale).

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Aumento capitale sociale	764
Aumento riserva sovrapprezzo azioni	2.212
Corrispettivo per cassa a seguito dell'esercizio del diritto di recesso	27
Costo dell'acquisizione	**3.003**
Interessenze di terzi acquisite [1]	**(2.026)**
Riserva per operazioni su non controlling interest	(977)

(1) Il dato non include la quota relativa a other comprehensive income pari a 80 milioni di euro.

5.3 Riassetto societario America Latina

Nel corso del 2016 l'assetto partecipativo delle società appartenenti precedentemente al Gruppo Enersis ha subito un profondo riassetto, nell'ottica di separare le attività relative al Cile da quelle degli altri Paesi latino-americani. Il primo step di questa riorganizzazione ha previsto – nel mese di marzo 2016 – la scissione di Enersis in due società (Enersis Chile – oggi Enel Chile – ed Enersis Américas – oggi Enel Américas), con un processo analogo per le controllate Endesa Chile e Chilectra.

Nell'assemblea straordinaria del 28 settembre 2016, gli azionisti di Enersis, Endesa Américas e Chilectra Américas hanno votato e approvato, con più di due terzi delle azioni con diritto di voto di ciascuna delle entità, la fusione tra le tre società.

Il 14 settembre 2016 Enersis Américas ha iniziato una OPA per tutte le azioni emesse da Endesa Américas e una OPA sulle American Depository Shares ("ADS"); la stessa si è chiusa – una volta superate tutte le condizioni sospensive – il 28 ottobre 2016 incrementando la partecipazione in Endesa Américas per il 3,23% e con un esborso di cassa di 140 milioni di euro.

A valle della fusione, avvenuta in data 1° dicembre 2016, e tenuto conto degli effetti dell'OPA sopracitata, le interessenze del Gruppo in tutte le società si sono modificate generando una riclassifica tra patrimonio netto del Gruppo e interessenze di terzi.

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.

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 2016 e del 2015

Risultati 2016 [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	36.081	18.831	10.739	3.618	1.122	29	172	70.592
Ricavi intersettoriali	876	122	29	180	3	-	(1.210)	-
Totale ricavi	**36.957**	**18.953**	**10.768**	**3.798**	**1.125**	**29**	**(1.038)**	**70.592**
Totale costi	30.012	15.522	7.221	3.030	291	15	(908)	55.183
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Ammortamenti	1.698	1.677	952	246	249	12	56	4.890
Impairment	596	359	442	248	19	7	55	1.726
Ripristini di valore	(2)	(240)	(1)	(18)	-	-	-	(261)
Risultato operativo	**4.387**	**1.766**	**2.163**	**286**	**565**	**(5)**	**(241)**	**8.921**
Investimenti	**1.883**	**1.147**	**3.069**	**265** [2]	**1.832**	**304**	**52** [3]	**8.552**

(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 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2015 restated [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	39.252	20.021	10.818	4.645	879	18	25	75.658
Ricavi intersettoriali	1.475	463	10	345	3	-	(2.296)	-
Totale ricavi	**40.727**	**20.484**	**10.828**	**4.990**	**882**	**18**	**(2.271)**	**75.658**
Totale costi	33.996	17.132	7.518	3.522	305	11	(1.955)	60.529
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	185	1	(4)	(17)	(2)	-	5	168
Ammortamenti	1.699	1.679	935	334	202	2	36	4.887
Impairment	629	422	69	1.700	35	1	122	2.978
Ripristini di valore	-	(221)	(18)	(14)	-	-	-	(253)
Risultato operativo	**4.588**	**1.473**	**2.320**	**(569)**	**338**	**4**	**(469)**	**7.685**
Investimenti	**1.843** [2]	**1.001**	**2.937**	**249** [3]	**720**	**311**	**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 riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari	25.981	24.174	17.411	3.048	4.831	780	46	76.271
Attività immateriali	1.314	15.671	11.045	743	633	113	(34)	29.485
Crediti commerciali	9.429	2.243	1.835	317	111	18	(447)	13.506
Altro	3.409	1.461	515	179	41	2	(134)	5.473
Attività operative	**40.133** [1]	**43.549**	**30.806**	**4.287**	**5.616** [2]	**913**	**(569)**	**124.735**
Debiti commerciali	7.606	2.155	2.433	374	493	23	(396)	12.688
Fondi diversi	3.077	4.096	1.039	127	25	18	617	8.999
Altro	7.125	3.042	1.850	305	210	54	340	12.926
Passività operative	**17.808**	**9.293**	**5.322**	**806**	**728**	**95**	**561**	**34.613**

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2015 restated

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari	25.998	24.640	14.115	6.658	5.174	394	72	77.051
Attività immateriali	1.161	15.701	10.376	997	673	107	51	29.066
Crediti commerciali	8.862	2.260	1.815	410	110	6	(607)	12.856
Altro	3.709	1.470	485	636	107	4	(334)	6.077
Attività operative	**39.730**	**44.071**	**26.791**	**8.701** [1]	**6.064**	**511**	**(818)**	**125.050**
Debiti commerciali	6.982	2.156	2.349	809	395	80	(718)	12.053
Fondi diversi	3.626	3.828	834	2.062	34	14	661	11.059
Altro	7.035	2.852	1.190	627	128	33	16	11.881
Passività operative	**17.643**	**8.836**	**4.373**	**3.498** [2]	**557**	**127**	**(41)**	**34.993**

(1) Di cui 4.231 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 2.231 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

Milioni di euro	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Totale attività	**155.596**	**161.179**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.558	607
Altre attività finanziarie non correnti	3.892	3.274
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	301	463
Altre attività finanziarie correnti	3.053	2.381
Derivati	5.554	7.416
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.290	10.639
Attività per imposte anticipate	6.665	7.386
Crediti per imposte sul reddito	879	636
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	664	706
Attività finanziarie e fiscali di "Attività classificate come possedute per la vendita"	5	2.621
Attività di settore	**124.735**	**125.050**
Totale passività	**103.021**	**109.428**
Finanziamenti a lungo termine	41.336	44.872
Finanziamenti a breve termine	5.372	2.155
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.384	5.733
Altre passività finanziarie correnti	1.264	1.063
Derivati	5.854	7.027
Passività per imposte differite	8.768	8.977
Debiti per imposte sul reddito	359	585
Debiti tributari diversi	1.071	990
Passività finanziarie e fiscali di passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	-	3.033
Passività di settore	**34.613**	**34.993**

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 68.604 milioni*

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015	
Vendita energia elettrica	42.337	46.638	(4.301)	-9,2%
Trasporto energia elettrica	9.587	9.911	(324)	-3,3%
Corrispettivi da gestori di rete	557	826	(269)	-32,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.462	1.152	310	26,9%
Vendita gas	3.876	4.045	(169)	-4,2%
Trasporto gas	563	509	54	10,6%
Ricavi da vendita di combustibili	7.028	7.104	(76)	-1,1%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	814	829	(15)	-1,8%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	560	343	217	63,3%
Altre vendite e prestazioni	1.820	1.719	101	5,9%
Totale	**68.604**	**73.076**	**(4.472)**	**-6,1%**

Nel 2016 i ricavi da "Vendita di energia elettrica" ammontano a 42.337 milioni di euro (46.638 milioni di euro nel 2015) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 29.101 milioni di euro (29.994 milioni di euro nel 2015), le vendite di energia all'ingrosso per 11.009 milioni di euro (13.355 milioni di euro nel 2015) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 2.227 milioni di euro (3.289 milioni di euro nel 2015). Il decremento è da riferire principalmente a una riduzione generalizzata dei volumi prodotti e trasportati in uno scenario di prezzi medi di vendita decrescenti ed è inoltre influenzato dal deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2016 a 9.587 milioni di euro, con un decremento di 324 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia dove gli effetti dei maggiori volumi sono più che compensati dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI n. 654/15 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, relative al periodo di regolazione 2016-2023"), oltre che dall'ulteriore effetto negativo derivante dall'iscrizione dei maggiori ricavi di competenza rilevati nel 2015 derivanti dalla modifica del lag regolatorio normato con la già citata delibera.

I ricavi per "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono pari nel 2016 a 1.462 milioni di euro, in aumento di 310 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è connesso ai maggiori incentivi ricevuti come "feed-in premium" (ex certificati verdi) dalle società di generazione da fonte rinnovabile in Italia a seguito della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012.

I ricavi per "Vendita di gas" nel 2016 sono pari a 3.876 milioni di euro (4.045 milioni di euro nel 2015), con un decremento di 169 milioni di euro, che risente essenzialmente dei minori ricavi nella penisola iberica, determinati, in particolare, dai prezzi medi unitari più bassi rispetto a quelli applicati nel 2015.

I ricavi per "Trasporto di gas" sono pari a 563 milioni di euro, con un incremento di 54 milioni di euro (+10,6%), soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettoriate in Italia.

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 7.028 milioni di euro, includono nel 2016 vendite di gas naturale per 6.953 milioni di euro (7.053 milioni di euro nel 2015) e vendite di altri combustibili per 75 milioni di euro (51 milioni di euro nel 2015). Il decremento rilevato nell'anno è conseguente ai minori prezzi medi applicati.

I "Ricavi da vendita di certificati ambientali", infine, registrano un incremento di 217 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle maggiori vendite di certificati ambientali e di diritti di emissione di CO_2.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro	**2016**	2015
Italia	27.516	28.705
Europa		
Spagna	17.097	18.261
Portogallo	856	914
Francia	1.001	1.439
Svizzera	367	362
Germania	1.880	2.556
Austria	10	20
Slovenia	29	26
Slovacchia	660	1.240
Romania	996	1.031
Grecia	60	64
Bulgaria	9	9
Belgio	416	365
Repubblica Ceca	382	679
Ungheria	335	356
Russia	961	1.022
Olanda	3.554	3.414
Regno Unito	1.008	1.214
Altri Paesi europei	144	67
America		
Stati Uniti	367	463
Canada	-	11
Messico	144	166
Brasile	2.536	2.864
Cile	3.510	3.377
Perù	1.215	1.226
Colombia	2.028	2.114
Argentina	1.051	588
Altri Paesi sudamericani	156	172
Altri		
Africa	28	3
Asia	288	348
Totale	**68.604**	**73.076**

7.b Altri ricavi e proventi - *Euro 1.988 milioni*

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015	
Contributi in conto esercizio	22	8	14	-
Contributi per certificati ambientali	536	874	(338)	-38,7%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	19	17	2	11,8%
Rimborsi vari	241	239	2	0,8%
Plusvalenze da alienazione e negative goodwill su acquisizioni di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	399	313	86	27,5%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	99	80	19	23,8%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	65	52	13	25,0%
Premio per continuità del servizio	51	65	(14)	-21,5%
Altri ricavi	556	934	(378)	-40,5%
Totale	**1.988**	**2.582**	**(594)**	**-23,0%**

I "Contributi per certificati ambientali", si riducono di 338 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, a seguito della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012, commentato sopra.

I "Rimborsi vari" si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 57 milioni di euro (110 milioni di euro nel 2015) e a risarcimenti assicurativi per 184 milioni di euro (129 milioni di euro nel 2015). L'andamento della voce è in linea con lo scorso anno anche se registra un incremento dei risarcimenti danni in particolare in Brasile per le società operanti nella distribuzione, che è pressoché integralmente compensato dalla variazione negativa rilevata in Spagna a seguito dei significativi rimborsi da clienti per allacciamento fraudolento alla rete che erano stati registrati nel 2015.

La voce relativa alle plusvalenze e al negative goodwill, pari a 399 milioni di euro nel 2016, si incrementa di 86 milioni di euro ed è prevalentemente riferibile per 171 milioni di euro alla plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%); per 124 milioni di euro alla plusvalenza derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel; per 35 milioni di euro alla plusvalenza conseguita da Enel Green Power Kansas per la cessione a dicembre 2016 delle proprie controllate Cimarron e Lindhal. A tutto ciò si aggiunge la plusvalenza di circa 2 milioni di euro per la cessione dell'1% di Enel Green Power North America Renewable Enérgy Partners ("EGPNA REP").
Nell'esercizio a confronto il conto accoglieva, principalmente, la plusvalenza pari a circa 141 milioni di euro derivante dalla vendita della società SE Hydropower, la plusvalenza di circa 15 milioni di euro a seguito della vendita della società SF Energy e il negative goodwill, per 76 milioni di euro, rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo di 3Sun.

I "Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo" ammontano a 99 milioni di euro e si riferiscono principalmente a quanto commentato precedentemente in relazione all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la sopracitata cessione dell'1% di EGPNA REP.
Il decremento della voce "Altri ricavi" è principalmente da ascriversi ai maggiori ricavi rilevati nell'anno precedente (per 354 milioni di euro) nella società di distribuzione argentina per effetto delle modifiche regolatorie introdotte con la *Resolución* n. 32/2015 e che nel corso del 2016 sono state profondamente riviste a seguito degli incrementi tariffari accordati dal regolatore argentino a partire dal 2016.

Costi

8.a Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile - *Euro 32.039 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Energia elettrica	18.514	22.218	(3.704)	-16,7%
Gas	10.514	11.710	(1.196)	-10,2%
Combustibile nucleare	165	250	(85)	-34,0%
Altri combustibili	2.846	3.466	(620)	-17,9%
Totale	**32.039**	**37.644**	**(5.605)**	**-14,9%**

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 3.169 milioni di euro (3.695 milioni di euro nel 2015) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.769 milioni di euro (1.553 milioni di euro nel 2015). 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 al decremento sia dei prezzi medi sia dei volumi acquistati.

Gli acquisti di "Gas" registrano un decremento di 1.196 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alle ridotte attività di intermediazione sul mercato dei combustibili per effetto sia dei minori volumi intermediati e consumati sia dei costi unitari che in media sono stati più bassi rispetto all'esercizio precedente.

Gli acquisti di "Altri combustibili" diminuiscono di 620 milioni di euro, attestandosi a 2.846 milioni di euro nel 2016, principalmente in ragione della riduzione del consumo in uno scenario di prezzi decrescenti.

8.b Costi per servizi e altri materiali - *Euro 17.393 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Vettoriamenti passivi	9.448	9.118	330	3,6%
Manutenzioni e riparazioni	1.169	1.213	(44)	-3,6%
Telefoniche e postali	190	209	(19)	-9,1%
Servizi di comunicazione	113	104	9	8,7%
Servizi informatici	442	364	78	21,4%
Godimento beni di terzi	541	577	(36)	-6,2%
Altri servizi	3.782	3.794	(12)	-0,3%
Altri materiali	1.708	1.078	630	58,4%
Totale	**17.393**	**16.457**	**936**	**5,7%**

I costi per servizi e altri materiali, pari a 17.393 milioni di euro nel 2016, registrano un incremento di 936 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015, sostanzialmente a seguito dei maggiori approvvigionamenti di diritti di emissione di CO_2 e certificati ambientali.

Inoltre, i costi per vettoriamenti passivi si sono incrementati per 330 milioni di euro, principalmente a seguito dell'incremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera.

1195

8.c Costo del personale - *Euro 4.637 milioni*

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015	
Salari e stipendi	3.127	3.306	(179)	-5,4%
Oneri sociali	901	953	(52)	-5,5%
Trattamento di fine rapporto	105	125	(20)	-16,0%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	129	(831)	960	-
Incentivi all'esodo	228	1.601	(1.373)	-85,8%
Altri costi	147	159	(12)	-7,5%
Totale	**4.637**	**5.313**	**(676)**	**-12,7%**

Il costo del personale dell'esercizio 2016, pari a 4.637 milioni di euro, registra un decremento di 676 milioni di euro.
L'organico del Gruppo registra una diminuzione di 5.834 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.554 risorse), dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, e soprattutto a causa delle variazioni di perimetro (-4.280 risorse), sostanzialmente dovute al deconsolidamento delle società slovacche.

La riduzione dei "Salari e stipendi", nonché degli "Oneri sociali", riflette sostanzialmente le minori consistenze medie dell'esercizio 2016, come evidenziato in seguito.

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 corso del 2015.
Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2016 ammontano a 228 milioni di euro e la variazione in diminuzione (1.373 milioni di euro) rispetto al 2015 è principalmente attribuibile agli 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), nonché al minor numero di uscite anticipate attuato in Spagna ("*Acuerdo Voluntario de Salida*") che hanno comportato un minor onere per 159 milioni di euro rispetto al 2015.
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 2016.

	Consistenza media [1]			Consistenza [1]
	2016	2015	2016-2015	**al 31.12.2016**
Dirigenti	1.329	1.457	(128)	1.284
Quadri	10.185	10.177	8	9.795
Impiegati	34.373	34.769	(396)	32.654
Operai	19.401	21.978	(2.577)	18.347
Totale	**65.288**	**68.381**	**(3.093)**	**62.080**

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

8.d Ammortamenti e impairment - *Euro 6.355 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Immobili, impianti e macchinari	4.171	4.190	(19)	-0,5%
Investimenti immobiliari	8	8	-	-
Attività immateriali	711	689	22	3,2%
Impairment	1.726	2.978	(1.252)	-42,0%
Ripristini di valore	(261)	(253)	(8)	-3,2%
Totale	**6.355**	**7.612**	**(1.257)**	**-16,5%**

La voce "Ammortamenti e impairment" registra nel 2016 un decremento di 1.257 milioni di euro prevalentemente per effetto delle minori perdite di valore rilevate nel corso del 2016 rispetto all'esercizio a confronto. Di seguito il dettaglio e il relativo commento.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	280	1.246	(966)	-77,5%
- investimenti immobiliari	6	5	1	20,0%
- attività immateriali	241	68	173	-
- avviamento	31	13	18	-
- crediti commerciali	973	1.058	(85)	-8,0%
- attività classificate come possedute per la vendita	74	574	(500)	-87,1%
- altre attività	121	14	107	-
Totale impairment	**1.726**	**2.978**	**(1.252)**	**-42,0%**
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(2)	(21)	19	-90,5%
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	(5)	-	(5)	-
- crediti commerciali	(250)	(230)	(20)	-8,7%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-
- altre attività	(4)	(2)	(2)	-
Totale ripristini di valore	**(261)**	**(253)**	**(8)**	**-3,2%**

La voce "Impairment" diminuisce di 1.252 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

Le perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari nel 2016 hanno riguardato principalmente l'adeguamento di valore di alcune attività legate alla realizzazione di impianti idroelettrici sui fiumi cileni Choshuenco e Neltume per i quali si riscontrano difficoltà di tipo procedurale (33 milioni di euro), nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (68 milioni di euro) e Nuove Energie (per complessivi 92 milioni di euro, di cui 66 milioni di euro sugli immobili, impianti e macchinari e 26 milioni di euro sul goodwill), la svalutazione di 51 milioni di euro delle attività di Marcinelle, società controllata poi ceduta a novembre 2016, gli asset di esplorazione nell'upstream gas per 55 milioni di euro e infine la svalutazione del terreno di proprietà della controllata spagnola operante nel settore della distribuzione (22 milioni di euro) e altre partite minori afferenti prevalentemente alle società che operano nel settore delle energie rinnovabili.

Le perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari nel 2015, di ammontare ben più rilevante rispetto al presente esercizio, hanno riguardato principalmente:

> gli impianti di generazione in Russia per 899 milioni di euro;

> gli immobili, impianti e macchinari di Enel Green Power Romania per 139 milioni di euro e di 3Sun per 42 milioni di euro;
> alcuni asset di esplorazione mineraria in Algeria (riferibili al perimetro upstream gas) per 132 milioni di euro.

Gli impairment su immobilizzazioni immateriali, pari a 241 milioni di euro nel 2016, si riferiscono prevalentemente all'adeguamento di valore dei diritti per lo sfruttamento delle acque del sopracitato fiume Neltume (240 milioni di euro).

Infine, gli impairment rilevati nel 2015 sulle attività possedute per la vendita, pari a 574 milioni di euro, si riferiscono alle attività nette di Slovenské elektrárne.

8.e Altri costi operativi - *Euro 2.783 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	557	340	217	63,8%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	426	315	111	35,2%
Oneri per acquisto di certificati verdi	(19)	181	(200)	-
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	266	49	217	-
Imposte e tasse	1.060	1.272	(212)	-16,7%
Altri	493	497	(4)	-0,8%
Totale	**2.783**	**2.654**	**129**	**4,9%**

Gli altri costi operativi, pari a 2.783 milioni di euro, registrano un incremento di 129 milioni di euro.
Tale variazione è sostanzialmente riferibile:
> al rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato nel terzo trimestre 2015 a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della modificata normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto;
> alle minusvalenze rilevate nell'esercizio per 196 milioni di euro in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per sei progetti di sviluppo in Cile e Perù, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socio-economico. In particolare, si tratta dei progetti Puelo, Futaleufú, Bardón, Chillán 1 e 2, e Huechún in Cile (per 166 milioni di euro) e Curibamba e Marañon in Perù (per 30 milioni di euro);
> ai minori oneri (56 milioni di euro) conseguenti all'effetto combinato dell'accantonamento effettuato nel 2015 e del successivo rilascio effettuato nel corso del 2016 (per 28 milioni di euro) relativamente agli obblighi per la realizzazione e sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos;
> all'accantonamento per 327 milioni di euro nel 2015, effettuato a titolo di compensazione per la revoca unilaterale, ai pensionati italiani, del beneficio dello sconto energia a partire dal 31 dicembre 2015, successivamente rilasciato nel 2016 per 56 milioni di euro a seguito delle mancate adesioni entro il termine ultimo del 31 dicembre 2016;
> al rilascio del fondo contenzioso precedentemente accantonato relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale chiuso nel 2016.

Al netto di tali partitè, gli altri costi operativi evidenziano un calo di 98 milioni di euro, sostanzialmente da riferire:
> ai minori oneri per imposte e tasse per 212 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
  - a minori imposte sulla generazione in Spagna riferibili alla legge n. 15/2012 per 76 milioni di euro in correlazione al calo delle quantità prodotte;
  - all'eliminazione per incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna per 89 milioni di euro;
  - alla riduzione di imposte di natura ambientale di alcune regioni e in Italia per minori imposte locali sugli immobili anche a seguito di alcune modifiche normative circa la tassazione degli impianti industriali (circa 60 milioni di euro);
> ai maggiori oneri per compliance ambientali per complessivi 129 milioni di euro.

8.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.669) milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Personale	(730)	(746)	16	2,1%
Materiali	(544)	(433)	(111)	-25,6%
Altri	(395)	(360)	(35)	-9,7%
Totale	**(1.669)**	**(1.539)**	**(130)**	**-8,4%**

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 730 milioni di euro a costi del personale, per 544 milioni di euro a costi per materiali e per 395 milioni di euro a costi per servizi (rispettivamente 746 milioni di euro, 433 milioni di euro e 360 milioni di euro nell'esercizio 2015).

9. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - *Euro (133) milioni*

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 133 milioni di euro per l'effetto contrapposto dei proventi netti sulle valutazioni dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2016 per 74 milioni di euro (oneri netti per 304 milioni di euro nel 2015) e degli oneri netti realizzati sulle posizioni chiuse nel corso dell'esercizio per 207 milioni di euro (proventi netti di 472 milioni di euro nel 2015).

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Proventi:				
- proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	2.568	2.832	(264)	-9,3%
- proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	7.815	6.702	1.113	16,6%
Totale proventi	**10.383**	**9.534**	**849**	**8,9%**
Oneri:				
- oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(2.494)	(3.136)	642	-20,5%
- oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(8.022)	(6.230)	(1.792)	-28,8%
Totale oneri	**(10.516)**	**(9.366)**	**(1.150)**	**-12,3%**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	**(133)**	**168**	**(301)**	-

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro (937) milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	475	1.507	(1.032)	-68,5%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.369	907	462	50,9%
- proventi da derivati di fair value hedge	40	41	(1)	-2,4%
Totale proventi	**1.884**	**2.455**	**(571)**	**-23,3%**
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(1.141)	(330)	(811)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(1.620)	(1.145)	(475)	-41%
- oneri da derivati di fair value hedge	(60)	(30)	(30)	-
Totale oneri	**(2.821)**	**(1.505)**	**(1.316)**	**-87,4%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**(937)**	**950**	**(1.887)**	**-**

Gli oneri netti da contratti derivati presentano un saldo di 937 milioni di euro nel 2016 (mentre nel 2015 si rilevavano proventi netti per 950 milioni di euro), così composto:

- oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 666 milioni di euro (proventi netti per 1.177 milioni di euro nel 2015);
- oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 251 milioni di euro (238 milioni di euro nel 2015);
- oneri netti sui derivati di fair value hedge per 20 milioni di euro (proventi netti per 11 milioni di euro nel 2015).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

11. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (2.050) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	45	85	(40)	-47,1%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	179	180	(1)	-0,6%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**224**	**265**	**(41)**	**-15,5%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	**-**	**5**	**(5)**	**-**
Differenze positive di cambio	**1.776**	**882**	**894**	**-**
Proventi da partecipazioni	**9**	**11**	**(2)**	**-18,2%**
Altri proventi	**280**	**400**	**(120)**	**-30,0%**
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	**2.289**	**1.563**	**726**	**46,4%**

Gli "Altri proventi finanziari", pari a 2.289 milioni di euro, registrano un incremento di 726 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito:

> dell'incremento delle differenze positive di cambio per 894 milioni di euro che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro;

> della riduzione degli interessi attivi al tasso effettivo per 41 milioni di euro, connessa essenzialmente a crediti finanziari a lungo termine, e di una leggera riduzione dei proventi da partecipazioni che nel 2016 risultano pari a 9 milioni di euro;

> della riduzione degli altri proventi per 120 milioni di euro, prevalentemente derivante dalla rilevazione nel 2015 dei proventi connessi a partite regolatorie sull'attività di distribuzione di energia elettrica in Argentina a seguito delle modifiche introdotte dalle Risoluzioni n. 476/2015 e n. 1208/2015 al meccanismo di remunerazione CAMMESA (per complessivi 86 milioni di euro); nonché dagli interessi rilevati nel 2015 sul rimborso dell'ecotassa nella regione di Estremandura in Spagna (10 milioni di euro).

Altri oneri finanziari

Milioni di euro	2016	2015	2016-2015	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	405	371	34	9,2%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.135	2.314	(179)	-7,7%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	138	143	(5)	-3,5%
Totale interessi passivi	**2.678**	**2.828**	**(150)**	**-5,3%**
Oneri finanziari su titoli classificati al fair value through profit or loss	**1**	-	**1**	-
Differenze negative di cambio	**947**	**1.738**	**(791)**	**-45,5%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**79**	**101**	**(22)**	**-21,8%**
Attualizzazione altri fondi	**286**	**210**	**76**	**36,2%**
Oneri da partecipazioni	-	**3**	**(3)**	-
Altri oneri	**349**	**89**	**260**	-
TOTALE ONERI FINANZIARI	**4.339**	**4.969**	**(630)**	**-12,7%**

Gli "Altri oneri finanziari", pari a 4.339 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 630 milioni di euro rispetto al 2015. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

> decremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari per 179 milioni, prevalentemente dovuti a Enel SpA (89 milioni) ed Enel Finance International (92 milioni);

> decremento delle differenze negative di cambio per 791 milioni di euro, da attribuire all'andamento dell'euro nei confronti delle altre valute in cui sono stati emessi i prestiti obbligazionari;

> minori oneri da attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti per circa 22 milioni di euro, dovuti sostanzialmente all'azzeramento degli interessi per controvalore sconto energia (per dettagli si rimanda alla Nota 34);

> incremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 76 milioni di euro, prevalentemente a seguito della *Resolución* ENRE n. 1/2016 che ha comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in contenzioso in Argentina (63 milioni di euro) e dell'aumento degli interessi passivi sul fondo incentivi all'esodo (57 milioni di euro). Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dalla diminuzione degli oneri per il fondo decommissioning (48 milioni di euro) a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne ("SE");

> maggiori altri oneri finanziari per 260 milioni di euro (349 milioni di euro nel 2016 e 89 milioni di euro nel 2015), sostanzialmente riconducibili all'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding (negativo per 220 milioni di euro) in virtù dell'aggiornamento di alcuni dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE;

1131

l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Si segnala che la valutazione della partecipazione prende in considerazione la miglior stima a oggi di tali parametri, che dipendono anche dal rispetto del budget e del tempo di completamento dell'impianto di Mochovce..

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (154) milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Proventi da partecipazione in società collegate	115	152	(37)	-24,3%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(269)	(100)	(169)	-
Totale	**(154)**	**52**	**(206)**	-

La quota di proventi e oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si decrementa, rispetto all'anno precedente, di 206 milioni di euro. Tale variazione è da riferire sostanzialmente all'adeguamento di valore rilevato sulla partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (219 milioni di euro) a seguito delle sopracitate modifiche ai parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Si segnala che la valutazione della partecipazione prende in considerazione la miglior stima a oggi di tali parametri, che dipendono anche dal rispetto del budget e del tempo di completamento dell'impianto di Mochovce.

13. Imposte - *Euro 1.993 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Imposte correnti	1.695	2.061	(366)	-17,8%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	1	(19)	20	-
Totale imposte correnti	**1.696**	**2.042**	**(346)**	**-16,9%**
Imposte differite	(312)	(125)	(187)	-
Imposte anticipate	609	(8)	617	-
TOTALE	**1.993**	**1.909**	**84**	**4,4%**

Le imposte dell'esercizio 2016 risultano pari a 1.993 milioni di euro, mentre nel 2015 presentavano un saldo di 1.909 milioni di euro.

Il maggiore ammontare delle imposte del 2016 rispetto all'esercizio precedente, pari a 84 milioni di euro, oltreché risentire del maggior risultato *ante* imposte, risente essenzialmente:

> del maggior carico fiscale rilevato nel 2016 a seguito dell'adeguamento della fiscalità differita per 60 milioni di euro dovuto alla modifica delle aliquote di imposta sul reddito in Perù da un'aliquota discendente (27% per il biennio 2017-2018 e 26% a seguire) a una fissa pari al 29,5%;

> del rilevamento nel 2015 dell'adeguamento negativo delle attività nette per imposte anticipate per 197 milioni di euro per effetto della Legge di Stabilità che ha ridotto l'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;

> del diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquo-

te fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016 le plusvalenze su Hydro Dolomiti Enel e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power Holding; nel 2015, la plusvalenza da cessione di SE Hydropower e la rimisurazione al fair value e il negative goodwill di 3Sun).

Milioni di euro				
	2016		2015	
Risultato *ante* imposte	5.780		5.281	
Imposte teoriche	1.590	27,5%	1.452	27,5%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	118		(51)	
Maggiori imposte per delta aliquote su variazioni fiscali temporanee dell'esercizio	44		-	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	55		197	
IRAP	208		250	
Altre differenze, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(22)		61	
Totale	**1.993**		**1.909**	

14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 9.975.849.408 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nell'esercizio (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

Si rammenta come l'effetto della variazione nel numero di azioni ordinarie nel corso dell'esercizio 2016 sia da ricondursi all'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA a favore di Enel SpA, che ha portato all'emissione di 763.322.151 nuove azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna in data 31 marzo 2016, per effetto della quale il capitale sociale della Capogruppo è ora costituito di 10.166.679.946 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Il numero di azioni ordinarie assunto alla base del calcolo del risultato per azione è dunque il frutto della ponderazione del numero di azioni in essere per la rispettiva frazione di anno in cui le stesse sono state in circolazione.

	2016	2015	2016-2015	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.570	2.196	374	17,0%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.570	2.196	374	17,0%
Numero medio di azioni ordinarie	9.975.849.408	9.403.357.795	572.491.613	6,1%
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,26	0,23	0,03	13,0%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,26	0,23	0,03	13,0%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

15. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 76.265 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2016 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali
Costo storico	663	8.788	147.014	400
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	4.959	85.910	323
Consistenza al 31.12.2015	**663**	**3.829**	**61.104**	**77**
Investimenti	2	110	1.316	20
Passaggi in esercizio	(20)	412	4.709	5
Differenze di cambio	19	103	1.138	-
Variazioni perimetro di consolidamento	(5)	(186)	(1.426)	(1)
Dismissioni	(1)	(28)	(86)	(1)
Ammortamenti	-	(137)	(3.800)	(17)
Impairment	-	-	(121)	-
Ripristini di valore	-	-	2	-
Altri movimenti	2	23	159	(4)
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(4)	-
Totale variazioni	**(3)**	**297**	**1.887**	**2**
Costo storico	660	9.224	152.781	414
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	5.098	89.790	335
Consistenza al 31.12.2016	**660**	**4.126**	**62.991**	**79**

Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	**Totale**
1.289	1.030	364	6.468	166.016
1.035	258	224	-	92.709
254	**772**	**140**	**6.468**	**73.307**
39	7	12	6.131	7.637
56	-	29	(5.191)	-
10	8	(2)	412	1.688
(4)	-	(1)	(577)	(2.200)
(2)	(2)	-	(81)	(201)
(75)	(45)	(42)	-	(4.116)
-	-	-	(159)	(280)
-	-	-	-	2
(8)	(10)	13	262	437
-	-	-	(5)	(9)
16	**(42)**	**9**	**792**	**2.958**
1.336	1.015	402	7.260	173.092
1.066	285	253	-	96.827
270	**730**	**149**	**7.260**	**76.265**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 9.459 milioni di euro (8.516 milioni di euro al 31 dicembre 2015), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica nella penisola iberica e in America Latina per 5.280 milioni di euro (5.155 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.630 milioni di euro (2.998 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva Nota 17.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2016 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 7.637 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2015 di 1.284 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione da fonte eolica e solare.

Milioni di euro

	2016	2015
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	694	757
- idroelettrici	551	807
- geotermoelettrici	265	197
- nucleari	115	128
- con fonti energetiche alternative	3.407	1.900
Totale impianti di produzione	**5.032**	**3.789**
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.558	2.466
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	47	98
TOTALE	**7.637**	**6.353**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 5.032 milioni di euro, con un incremento di 1.243 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative e principalmente relativi a impianti eolici per 2.207 milioni di euro e impianti fotovoltaici per 1.185 milioni di euro. Per quanto riguarda la distribuzione geografica, si segnala la crescita degli investimenti in Nord America, America Latina e Sudafrica.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.558 milioni di euro e risultano in incremento di 92 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è riferibile essenzialmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio in Italia.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2016 si riferisce principalmente alle cessioni effettuate nel mese di dicembre negli Stati Uniti a seguito degli accordi di joint venture con General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron e Lindahl).

Gli "Impairment" sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 280 milioni di euro; per le analisi di dettaglio si rinvia alla Nota 8.d.
Oltre ai già citati impairment sulle CGU EGP Romania e Nuove Energie, al 31 dicembre 2016 sono stati svolti i test di recuperabilità dei valori delle attività di alcune altre CGU (Enel Russia, EGP Hellas ed Enel Produzione) che presentavano indicatori di impairment, a esito dei quali ne è emersa la sostanziale recuperabilità. Le assunzioni di base utilizzate nello svolgimento di tali test sono riepilogate nella tabella di dettaglio alla successiva Nota 20.
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 variazioni individuali di ciascuna assunzione fino al 5% del valore utilizzato nei test. All'interno di tali range di variazione, è emerso che:

> per la CGU Enel Produzione, i principali driver di valore risultano sostanzialmente allineati a quelli di break even;
> per la CGU Enel Russia, il raggiungimento dei livelli di break even dei principali driver di valore è prevista al verificarsi di un incremento dell'1,5% del WACC pre-tax, di una riduzione dell'1,2% del tasso di crescita e di una contrazione dello 0,9% dell'EBITDA.

Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 201 milioni di euro (208 milioni di euro nel 2015), come di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	2016	Tasso %	2015	Tasso %		2016-2015
Gruppo Enel Green Power	146	5,2%	80	5,2%	66	45,2%
Gruppo Enel Américas	28	18,1%	104	23,7%	(76)	-
Gruppo Enel Chile	4	9,0%	-	-	4	-
Gruppo Endesa	8	2,6%	7	2,7%	1	12,5%
Enel Produzione	13	4,8%	15	4,7%	(2)	-15,4%
Enel Trade	2	0,4%	2	0,4%	-	-
Totale	**201** [1]		**208** [2]		**(7)**	**-3,5%**

(1) Il dato non include 46 milioni di euro riferiti al periodo in cui Slovenské elektrárne è stata riclassificata come "posseduta per la vendita".
(2) Il dato non include 51 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 537 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

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	**Totale riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2016**	**Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2016**
Ampla Energia e Serviços	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	10 anni	Sì	654	1.079
Companhia Energética do Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	11 anni	Sì	322	876
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	29 anni	No	8	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	29 anni	No	38	-
Totale							**1.022**	**1.955**

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, Perù, Italia e Grecia. In Spagna questi si riferiscono a un contratto di "tolling" della durata di 25 anni (19 residui), 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%.

In Perù si segnalano i contratti relativi al finanziamento della conversione a ciclo combinato della centrale di Ventanilla (con una durata media di otto anni, e che sono remunerati a un tasso annuo di Libor + 1,75%) al 31 dicembre 2016, nonché un contratto che ha finanziato la costruzione di un nuovo impianto a ciclo aperto nella centrale di Santa Rosa (con una durata di nove anni e interessi a un tasso annuale di Libor + 1,75%).

Gli altri contratti di leasing in Italia riguardano impianti eolici che il Gruppo utilizza (con scadenza nel periodo 2030-2031 e un tasso di sconto compreso in un range tra il 4,95% e il 5,5%).

Il valore contabile dei beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario è dettagliato nella tabella seguente.

Milioni di euro	**2016**	2015	2016-2015	
Immobilizzazioni materiali	730	772	(42)	-5,4%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
Totale	**730**	**772**	**(42)**	**-5,4%**

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 31.12.2016		al 31.12.2015	
Periodi:				
2017	108	75	97	58
2018-2021	338	217	322	199
oltre il 2021	625	453	696	498
Totale	**1.071**	**745**	**1.115**	**755**
Oneri finanziari	(326)		(360)	
Valore attuale dei pagamenti minimi previsti	**745**		**755**	

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	**2016**
Pagamenti minimi	2.071
Canoni potenziali	-
Pagamenti per subleasing	-
Totale	**2.071**

I pagamenti minimi futuri dovuti dal Gruppo per i leasing operativi sono dettagliati, in base alla scadenza, nella successiva tabella.

Milioni di euro	
	2016
Periodi:	
entro 1 anno	205
tra 1 e 5 anni	787
oltre 5 anni	1.079
Totale	**2.071**

18. Investimenti immobiliari - *Euro 124 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2016 ammontano a 124 milioni di euro e sono sostanzialmente in linea con il valore dell'anno precedente.

Milioni di euro	
	2016
Costo storico	187
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
Consistenza al 31.12.2015	**144**
Passaggi in esercizio	-
Differenze di cambio	1
Ammortamenti	(8)
Impairment	(6)
Altri movimenti	(7)
Totale variazioni	**(20)**
Costo storico	167
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
Consistenza al 31.12.2016	**124**

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 15.929 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relative all'esercizio 2016 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	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**
Investimenti	4	138	29	361	11	372	915
Passaggi in esercizio	-	222	-	-	32	(254)	-
Differenze di cambio	1	4	624	394	7	16	1.046
Variazioni perimetro di consolidamento	-	(7)	(17)	-	(43)	(1)	(68)
Dismissioni	(13)	-	(123)	(36)	(9)	-	(181)
Ammortamenti	(1)	(278)	(158)	(165)	(114)	-	(716)
Impairment	-	-	(241)	-	-	-	(241)
Ripristini di valore	-	-	5	-	-	-	5
Altri movimenti	(1)	(33)	16	(101)	63	5	(51)
Riclassifica ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(14)	-	-	(1)	(15)
Totale variazioni	**(10)**	**46**	**121**	**453**	**(53)**	**137**	**694**
Costo storico	19	3.213	13.910	3.946	1.632	711	23.431
Fondo ammortamento e impairment cumulati	19	2.586	1.647	1.991	1.259	-	7.502
Consistenza al 31.12.2016	**-**	**627**	**12.263**	**1.955**	**373**	**711**	**15.929**

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 concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	al 31.12.2016	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		1.710	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito		1.716	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito		671	548
Enel Distributie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	37 anni	Sì	150	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.776 milioni di euro (9.454 milioni di euro al 31 dicembre 2015) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.679 milioni di euro), Colombia (1.710 milioni di euro), Cile (1.716 milioni di euro) e Perù (671 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile a oggi una data di scadenza all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna cash generating unit, alla quale appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è esclusivamente 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 2016 si riferisce principalmente alle cessioni effettuate nel mese di dicembre negli Stati Uniti a seguito degli accordi di joint venture con General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron e Lindahl).

Gli "Impairment" ammontano nel 2016 a 241 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 8.d.

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività immateriali è pari a 20 milioni di euro.

20. Avviamento - *Euro 13.556 milioni*

L'"Avviamento" è pari a 13.556 milioni di euro, con un decremento nell'esercizio di 268 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2015			Variaz. perim.
	Costo storico	Impairment cumulati	**Valore netto**	
Endesa [1]	10.999	(2.392)	8.607	157
America Latina	3.285	-	3.285	-
Gruppo Enel Green Power [2]	798	(132)	666	(157)
Enel Energia	579	-	579	-
Enel Distributie Muntenia	548	-	548	-
Enel Energie Muntenia	113	-	113	-
Nuove Energie	26	-	26	-
Totale	**16.348**	**(2.524)**	**13.824**	**-**

(1) Include Enel Green Power España.
(2) Include Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria ed Enel Green Power Italia.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" si riferisce principalmente alla cessione a Endesa della partecipazione in Enel Green Power España.

Gli "Altri movimenti" si riferiscono principalmente alla riduzione del goodwill sulle due società rumene Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, conseguente:

- all'aggiustamento di valore del debito relativo alla put option sul 13,6% in base a quanto stabilito dall'arbitrato internazionale con SAPE conclusosi nel febbraio 2017;
- alla riduzione del 10% dell'interessenza del Gruppo a seguito del venir meno del diritto degli ex dipendenti di esercitare il tag along right agganciato alla put option in base a ulteriori analisi di natura legale asseverate da legali esterni.

Si precisa come l'operazione sia stata rappresentata contabilmente in conformità a quanto previsto dai paragrafi 65A-65E dell'IFRS 3, i quali rinviano alla precedente versione dell'IFRS 3 per i diritti di opzione concessi all'epoca in cui questo era vigente; tale principio prevedeva la possibilità di iscrivere le variazioni del debito per put option in contropartita ad avviamento, qualora il diritto d'opzione fosse stato concesso in sede di business combination e assimilato, ai fini del trattamento contabile, a una contingent consideration.

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.

Differ. cambio	Impairment	Altri movimenti	al 31.12.2016		
			Costo storico	Impairment cumulati	**Valore netto**
-	-	-	11.157	(2.393)	**8.764**
-	-	-	3.285	-	**3.285**
16	(5)	(16)	641	(137)	**504**
-	-	-	579	-	**579**
-	-	(187)	361	-	**361**
-	-	(50)	63	-	**63**
-	(26)	-	26	(26)	**-**
16	**(31)**	**(253)**	**16.112**	**(2.556)**	**13.556**

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, a eccezione di quanto indicato successivamente.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Di seguito vengono riportati i risultati delle analisi di sensitività relative alle CGU con avviamento e senza avviamento iscritto, alla data di chiusura del periodo, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
	al 31.12.2016				
CGU con avviamento iscritto					
Endesa - Penisola iberica	8.607	1,40%	7,78%	5 anni	Perpetuità
Endesa - America Latina [4]	3.285	2,71%	8,83%	5 anni	Perpetuità
Enel Romania [5]	424	2,00%	7,24%	5 anni	Perpetuità
Enel Energia	579	0,23%	12,16%	5 anni	15 anni
Enel Green Power España	157	1,60%	7,99%	5 anni	13 anni
Enel Green Power Latin America	360	3,27%	8,72%	5 anni	21 anni
Enel Green Power North America	121	2,20%	6,03%	5 anni	21 anni
Nuove Energie	-	-	10,06%	29 anni	-
Enel Green Power Italia	23	1,50%	8,49%	5 anni	Perpetuità/16 anni [6]
Enel Green Power Bulgaria	-	-	7,51%	5 anni	13 anni
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti da IAS 36					
Enel Russia	-	2,93%	14,86%	5 anni	Perpetuità
Enel Produzione	-	0,65%	9,65%	5 anni	Perpetuità
Enel Green Power Romania	-	2,00%	7,26%	5 anni	15 anni
Enel Green Power Hellas	-	-	13,83%	5 anni	16 anni

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.
(2) 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.
(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 16 anni per le altre tecnologie (eolico, solare, biomasse) (17 anni al 31 dicembre 2015).

Al 31 dicembre 2016 dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill è emersa una perdita di valore di 26 milioni di euro sulla CGU Nuove Energie e di 5 milioni di euro sulla CGU Enel Green Power Bulgaria.

Al 31 dicembre 2015 era stata rilevata una perdita di valore di 155 milioni di euro sulla CGU Enel Green Power Romania, dei quali 13 milioni di euro attribuiti a goodwill e la restante parte allocata tra agli asset di generazione.

Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
al 31.12.2015				
8.607	1,77%	7,90%	5 anni	Perpetuità
3.285	3,12%	8,42%	5 anni	Perpetuità
660	2,30%	7,65%	5 anni	Perpetuità
579	0,16%	11,92%	5 anni	15 anni
157	2,00%	7,63%	5 anni	12 anni
350	3,34%	8,16%	5 anni	21 anni
131	2,20%	9,27%	5 anni	19 anni
26	0,20%	9,94%	9 anni	16 anni
23	2,00%	8,50%	5 anni	Perpetuità/17 anni [6]
5	2,20%	8,09%	5 anni	14 anni
-	4,00%	15,31%	5 anni	Perpetuità
-	0,82%	9,06%	5 anni	Perpetuità
-	2,30%	8,08%	5 anni	16 anni
-	-	13,61%	5 anni	21 anni

21. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 6.665 milioni ed euro 8.768 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
	al 31.12.2015		
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.998	(294)	-
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.456	(57)	14
- perdite fiscalmente riportabili	145	17	-
- valutazione strumenti finanziari	824	(25)	(80)
- benefici al personale	620	(61)	63
- altre partite	2.343	(212)	(34)
Totale	**7.386**	**(632)**	**(37)**
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.606	(300)	(2)
- valutazione strumenti finanziari	433	(15)	(29)
- altre partite	1.938	(15)	(29)
Totale	**8.977**	**(330)**	**(60)**
Attività per imposte anticipate non compensabili			
Passività per imposte differite non compensabili			
Passività per imposte differite nette compensabili			

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2016 in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità sono pari a 6.665 milioni di euro (7.386 milioni di euro al 31 dicembre 2015).
La variazione rilevata nel corso dell'anno, pari a 721 milioni di euro, risente principalmente dell'effetto fiscale relativo a componenti di reddito non riconosciute fiscalmente, in particolare relativamente agli strumenti derivati e ai fondi rischi.
Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.185 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 8.768 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (8.977 milioni di euro al 31 dicembre 2015), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.
La variazione dell'esercizio, pari a 209 milioni di euro, include l'adeguamento (pari a 60 milioni di euro) della fiscalità differita rilevato a seguito della modifica delle aliquote di imposta sul reddito in Perù da un'aliquota discendente (27% per il biennio 2017-2018 e 26% a seguire) a una fissa pari al 29,5%.

Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
				al 31.12.2016
(18)	106	11	(7)	1.796
7	60	41	-	1.521
(2)	(82)	4	(1)	81
-	(2)	2	3	722
1	-	14	-	637
-	(207)	17	1	1.908
(12)	**(125)**	**89**	**(4)**	**6.665**
(25)	(147)	310	9	6.451
-	(5)	1	-	385
1	19	18	-	1.932
(24)	**(133)**	**329**	**9**	**8.768**
				3.426
				3.741
				1.788

22. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 1.558 milioni*

Le partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro		Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.
	al 31.12.2015			
Società a controllo congiunto				
EGPNA Renewable Energy Partners	-	-	4	401
OpEn Fiber	-	-	-	355
Slovak Power Holding	-	-	(219)	375
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	110	50,0%	2	52
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	63	38,9%	10	-
RusEnergoSbyt	32	49,5%	34	-
Energie Electrique de Tahaddart	30	32,0%	6	-
Drift Sand Wind Project LLC	-	-	-	20
Empresa de Energía de Cundinamarca	29	40,4%	1	(30)
Electrogas	16	42,5%	6	-
Transmisora Eléctrica de Quillota	10	50,0%	2	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	8	51,0%	(2)	-
PowerCrop	4	50,0%	(2)	-
Società collegate				
Elica 2	50	30,0%	-	-
CESI	39	42,7%	4	-
Tecnatom	33	45,0%	1	-
GNL Quintero	22	20,0%	4	(6)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33,5%	3	-
Terrae	12	20,0%	-	(12)
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35,6%	(1)	-
Altre minori	118	-	(7)	-
Totale	**607**	**-**	**(154)**	**1.155**

La voce "Variazione di perimetro" presenta un saldo positivo complessivamente pari a 1.155 milioni di euro, sostanzialmente riferibile:

- alla residua quota partecipativa del 50% in Slovak Power Holding, società dove è confluita la partecipazione del 66% di Slovenské elektrárne e che poi è stata ceduta per il 50% a fine luglio 2016;
- alla quota del 50% in OpEn Fiber (già Enel OpEn Fiber), residua dopo la cessione del 50% a F2i avvenuta a fine dicembre 2016;
- alla quota del 50% in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), veicolo nella quale sono confluiti (e confluiranno in futuro) gli impianti operanti negli Stati Uniti per i quali è stato raggiunto un accordo di partnership con General Electric.

Tali effetti sono parzialmente compensati dal passaggio a consolidamento con il metodo line by line per quanto riguarda gli asset di Empresa de Energía de Cundinamarca, conseguente alla fusione della stessa società in Codensa.

La voce "Impatto a Conto economico" è costituita prevalentemente dagli oneri pari a 219 milioni di euro relativi alla svalutazione della joint venture Slovak Power Holding.
Per quest'ultima, in presenza di un accordo tra Enel Produzione ed EP Slovakia che prevede reciproci diritti e obblighi alla vendita (da parte della prima) e all'acquisto (da

Dividendi	Altri movim.	al 31.12.2016	Quota %
-	15	420	50,0%
-	-	355	50,0%
-	-	156	50,0%
-	-	164	50,0%
(9)	7	71	43,8%
-	5	71	49,5%
(5)	-	31	32,0%
-	(3)	17	35,0%
-	-	-	-
(5)	-	17	42,5%
-	-	12	50,0%
-	3	9	51,0%
-	-	2	50,0%
-	(5)	45	30,0%
(1)	-	42	42,7%
-	-	34	45,0%
(1)	(19)	-	-
(3)	-	17	33,5%
-	-	-	-
-	-	13	35,6%
(10)	(19)	82	-
(34)	**(16)**	**1.558**	**-**

parte della seconda) della residua interessenza del 50% detenuta in Slovak Power Holding al verificarsi di determinati eventi futuri connessi al completamento delle unità 3 e 4 di Mochovce della controllata Slovenské elektrárne ("SE"), la valutazione di eventuali perdite di valore è effettuata determinando il valore recuperabile dell'investimento attraverso l'applicazione della formula di prezzo definita nell'accordo di cessione della partecipazione nel 66% del capitale sociale di SE, il quale si basa su vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

Si segnala che l'applicazione del metodo del patrimonio netto alle partecipazioni in RusEnergoSbyt e PowerCrop incorpora un avviamento implicito, rispettivamente pari a 27 milioni e a 9 milioni di euro.

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	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Società a controllo congiunto						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	22	20	1	1	23	21
OpEn Fiber	769	-	240	-	1.009	-
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	279	289	70	39	349	328
RusEnergoSbyt	6	4	213	108	219	112
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	277	326	134	140	411	466
Energie Electrique de Tahaddart	111	120	32	32	143	152
PowerCrop	40	41	41	16	81	57
Società collegate						
Tecnatom	77	77	58	69	135	146
Suministradora Eléctrica de Cádiz	74	76	18	16	92	92
Compañía Eólica Tierras Altas	35	40	2	4	37	44

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
-	-	5	4	5	5	18	16
-	-	299	-	299	-	710	-
139	147	4	6	143	153	206	175
-	-	129	104	129	104	90	8
163	214	84	90	247	304	164	162
9	26	36	33	45	59	98	93
1	1	61	33	62	34	19	23
31	28	26	46	57	74	78	72
23	24	17	17	40	41	52	51
1	2	2	4	3	6	34	38

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Società a controllo congiunto						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(6)	(7)	(6)	(7)
OpEn Fiber	15	-	(11)	-	(9)	-
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	26	10	5	2	5	2
RusEnergoSbyt	1.991	2.019	86	94	69	76
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	207	221	31	29	22	21
Energie Electrique de Tahaddart	56	55	28	26	19	18
PowerCrop	-	2	(4)	(2)	(4)	(2)
Società collegate						
Tecnatom	88	5	1	5	1	5
Suministradora Eléctrica de Cádiz	15	15	8	8	8	8
Compañía Eólica Tierras Altas	8	11	(2)	3	(1)	3

23. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Contratti derivati attivi	1.609	2.343	3.945	5.073
Contratti derivati passivi	2.532	1.518	3.322	5.509

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 3.892 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	146	181	(35)	-19,3%
Partecipazioni in altre imprese	50	56	(6)	-10,7%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 24.1)	2.621	2.335	286	12,2%
Accordi per servizi in concessione	1.022	631	391	62,0%
Risconti attivi finanziari non correnti	53	71	(18)	-25,4%
Totale	**3.892**	**3.274**	**618**	**18,9%**

Il totale delle "Attività finanziarie non correnti" si incrementa nel 2016 di 618 milioni di euro rispetto al valore dell'anno precedente. La variazione risente in particolar modo dei maggiori crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, così come commentati nella Nota 24.1, e degli accordi per servizi in concessione in Brasile.

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 31.12.2016		al 31.12.2015		2016-2015
Bayan Resources	139	10,0%	175	10,0%	(36)
Echelon	1	7,1%	2	7,1%	(1)
Galsi	17	17,6%	17	17,6%	-
Altre	39		43		(4)
Totale	**196**		**237**		**(41)**

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

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	117	(117)	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit or loss)	-	45	(45)	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	440	-	440	-
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	15	2	13	-
Crediti finanziari diversi	2.166	2.171	(5)	-0,2%
Totale	**2.621**	**2.335**	**286**	**12,2%**

I titoli detenuti sino a scadenza e disponibili per la vendita, così come gli investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali, rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità. Nel corso dell'esercizio, a seguito di nuove valutazioni circa una strategia di investimento di tali società orientata verso una gestione maggiormente attiva del portafoglio, le corrispondenti attività finanziarie sono state riclassificate dalla categoria titoli "detenuti sino a scadenza" alla categoria titoli disponibili per la vendita (available for sale) e valutate secondo i criteri di valutazione previsti per quest'ultima categoria. Inoltre, in considerazione di tale scelta, il Gruppo procederà all'applicazione della tainting rule dello IAS 39, senza dunque classificare attività finanziarie nella categoria dei titoli "detenuti sino a scadenza" per i prossimi due esercizi.

I "Crediti finanziari diversi" si decrementano nel 2016 per 5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- incremento dei crediti finanziari verso EGPNA REP Wind Holdings connessi al finanziamento dello sviluppo di nuovi impianti eolici da parte della joint venture per 168 milioni di euro;
- incremento per 5 milioni di euro a fronte del credito emergente dalla cessione del 50% di Slovak Power Holding; tale credito è valutato al fair value, determinato sulla base della formula di prezzo contenuta negli accordi con EPH e che tengono conto del modificarsi di alcuni parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektrárne, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i 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;
- decremento per 87 milioni di euro del credito per quote di emissione di CO_2, relativi agli impianti "nuovi entranti";
- riclassifica della quota a breve termine di 46 milioni di euro dei crediti vantati verso Cassa per i servizi energetici e ambientali (già Conguaglio Settore Elettrico), il cui saldo complessivo è pari a 340 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (386 milioni di euro al 31 dicembre 2015), relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla sostituzione anticipata dei misuratori elettromeccanici;
- riclassifica pari a 56 milioni di euro della quota a breve del credito relativo al rimborso, previsto dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ("AEEGSI") attraverso la delibera n. 157/12, degli oneri per la soppressione del "Fondo Pensione Elettrici", il cui importo complessivo è pari a 280 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (336 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

25. Altre attività non correnti - *Euro 706 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	106	67	39	58,2%
Altri crediti	600	810	(210)	-25,9%
Totale	**706**	**877**	**(171)**	**-19,5%**

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2016 include principalmente crediti tributari per 301 milioni di euro (463 milioni di euro al 31 dicembre 2015), depositi cauzionali per 157 milioni di euro (16 milioni di euro a fine 2015), anticipi a fornitori per 1 milione di euro (141 milioni di euro a fine 2015) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 51 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Il decremento dell'anno è riconducibile principalmente al rimborso a Enel SpA del credito (pari a 229 milioni di euro comprensivo della quota capitale e interessi) relativo alle annualità 2004-2010 e vantato nei confronti dell'Agenzia delle Entrate per maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES.

26. Rimanenze - *Euro 2.564 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.119	1.212	(93)	-7,7%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	812	819	(7)	-0,9%
Totale	**1.931**	**2.031**	**(100)**	**-4,9%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	412	680	(268)	-39,4%
- certificati verdi	7	78	(71)	-91,0%
- certificati di efficienza energetica	-	1	(1)	-
Totale	**419**	**759**	**(340)**	**-44,8%**
Immobili destinati alla vendita	65	68	(3)	-4,4%
Acconti	149	46	103	-
TOTALE	**2.564**	**2.904**	**(340)**	**-11,7%**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo, pari a 1.931 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (2.031 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 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.

Nel corso dell'anno il decremento complessivo delle rimanenze (340 milioni di euro) 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 verdi. 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 13.506 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.488	9.603	885	9,2%
- distribuzione e vendita di gas	1.645	1.755	(110)	-6,3%
- altre attività	1.258	1.396	(138)	-9,9%
Totale crediti verso clienti	**13.391**	**12.754**	**637**	**5,0%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	115	43	72	-
TOTALE	**13.506**	**12.797**	**709**	**5,5%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.027 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 2.085 milioni di euro. Nello specifico, l'incremento del periodo è prevalentemente riconducibile ai più alti crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica dovuti alla entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2016, della modifica, dalla deliberazione AEEGSI n. 268/15 (Codice di Rete), dei termini di pagamento applicati alle fatture per il servizio di trasporto di energia elettrica.
Il decremento delle altre attività si riferisce ai maggiori incassi nel 2016 relativi alla vendita di combustibili.
Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

28. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 3.053 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	2.924	2.241	683	30,5%
Altre	129	140	(11)	-7,9%
Totale	**3.053**	**2.381**	**672**	**28,2%**

28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 2.924 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	767	769	(2)	-0,3%
Crediti per factoring	128	147	(19)	-12,9%
Titoli valutati al FVTPL	1	-	1	-
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	1	(1)	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	35	-	35	-
Crediti finanziari e cash collateral	1.082	1.020	62	6,1%
Altre	911	304	607	-
Totale	**2.924**	**2.241**	**683**	**30,5%**

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" ammontano a 2.924 milioni di euro (2.241 milioni di euro al 31 dicembre 2015). La variazione della voce è principalmente relativa all'aumento dei crediti finanziari registrati da Enel Green Power North America per la cessione di benefici fiscali riconosciuti negli Stati Uniti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (nello specifico sono riferiti ai progetti riguardanti l'impianto eolico di Lindahl per 174 milioni di euro e di Cimarron Bend II per 258 milioni di euro).

29. Altre attività correnti - *Euro 3.044 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.025	765	260	34,0%
Anticipi a fornitori	188	219	(31)	-14,2%
Crediti verso il personale	37	26	11	42,3%
Crediti verso altri	913	960	(47)	-4,9%
Crediti tributari diversi	664	706	(42)	-5,9%
Ratei e risconti attivi operativi	146	174	(28)	-16,1%
Attività per lavori in corso su ordinazione	71	48	23	47,9%
Totale	**3.044**	**2.898**	**146**	**5,0%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono i crediti relativi al sistema Italia per 862 milioni di euro (664 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e al sistema Spagna per 147 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2015). L'incremento di tale voce nel periodo deriva principalmente dai maggiori crediti verso il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per i certificati verdi (80 milioni di euro) nonché dall'accertamento della perequazione acquisti energia rilevata dalla società italiana operante nella vendita di energia elettrica ai clienti regolati. Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine per 106 milioni di euro (67 milioni di euro nel 2015), i crediti operativi verso operatori istituzionali di mercato al 31 dicembre 2016 ammontano complessivamente a 1.131 milioni di euro (832 milioni di euro al 31 dicembre 2015), a fronte di debiti per 4.966 milioni di euro (5.122 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

30. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 8.290 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 52 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2016
Depositi bancari e postali	7.777
Denaro e valori in cassa	298
Altri investimenti di liquidità	215
Totale	**8.290**

1157

31. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita - *Euro 11 milioni ed euro 0 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2016 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	**al 31.12.2016**
Immobili, impianti e macchinari	3.744	10	(3.920)	(74)	246	6
Attività immateriali	7	15	(20)	-	(2)	-
Attività per imposte anticipate	1.066	8	(1.085)	-	11	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	209	-	(192)	-	(17)	-
Attività finanziarie non correnti	1.066	-	(1.107)	-	46	5
Altre attività non correnti	18	-	(18)	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	150	8	(124)	-	(34)	-
Attività finanziarie correnti	111	-	(150)	-	39	-
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	483	12	(593)	-	98	-
Totale	**6.854**	**53**	**(7.209)**	**(74)**	**387**	**11**

Le attività possedute per la vendita al 31 dicembre 2016 ammontano a 11 milioni di euro e includono tutte attività minori di scarso rilievo.

Al 31 dicembre 2015 la stessa voce includeva le attività relative a 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 rispondevano ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2016 si sono praticamente azzerate nel corso del 2016 a seguito del perfezionamento delle dismissioni commentate sopra (Slovenské elektrárne per 5.335 milioni di euro e Compostilla RE per 29 milioni di euro).

Tali passività si movimentano nell'esercizio 2016 nel seguente modo.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	Riclassifica da/ ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	**al 31.12.2016**
Finanziamenti a lungo termine	1.701	-	(1.198)	(503)	-
TFR e altri benefici al personale	68	1	(68)	(1)	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	1.867	-	(1.919)	52	-
Passività per imposte differite	639	-	(639)	-	-
Passività finanziarie non correnti	231	-	(231)	-	-
Altre passività non correnti	2	-	(2)	-	-
Finanziamenti a breve termine	339	16	(1.141)	786	-
Altre passività finanziarie correnti	111	-	(110)	(1)	-
Fondi rischi e oneri quota corrente	19	1	(26)	6	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	387	12	(440)	41	-
Totale	**5.364**	**30**	**(5.774)**	**380**	-

32. Patrimonio netto totale - *Euro 52.575 milioni*

32.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 34.803 milioni*

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Non essendo presenti (e quindi tanto meno esercitati) piani di azionariato approvati dalla Società al 31 dicembre 2016 (così come al 31 dicembre 2015), il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Tale importo risulta quindi incrementato di 763.322.151 euro, rispetto al precedente ammontare di 9.403.357.795 euro registrato al 31 dicembre 2015, per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale della controllata Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA che ha avuto effetto a decorrere dal 31 marzo 2016.

Al 31 dicembre 2016, 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, gli unici azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,049% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 30 novembre 2016 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 5.152 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 7.489 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. La movimentazione del periodo, pari a 2.197 milioni di euro, è relativa all'aumento di capitale sopracitato e include i costi di transazione al netto del relativo effetto fiscale per 15 milioni di euro.

Riserva legale - *Euro 2.034 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 (1.005) milioni*

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 951 milioni di euro, è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate, oltre che alla variazione di perimetro, negativa per 17 milioni di euro, a seguito della cessione del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne, e dell'acquisizione del 31,71% di Enel Green Power SpA per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale che ha comportato la variazione nell'interessenza del Gruppo in società aventi valuta diversa dall'euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - *Euro (1.448) 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 355 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita - *Euro 106 milioni*

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (12) 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 19 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti - *Euro (706) milioni*

Tale riserva accoglie tutti gli utili e perdite attuariali al netto del relativo effetto fiscale. La variazione è relativa alle minori perdite nette attuariali rilevate nel periodo, prevalentemente da riferire all'andamento dei tassi di attualizzazione. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 112 milioni di euro.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - *Euro (2.398) 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;
- il provento relativo alla cessione di quote di minoranza di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

La variazione del periodo, negativa per 283 milioni di euro, si riferisce al saldo netto tra gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas e della cessione a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest - *Euro (1.170) 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, Eléctrica Cabo Blanco, Coelce, Generandes Perú, Enersis ed Endesa Latinoamérica). La variazione del periodo è relativa alla differenza tra la quota di patrimonio netto acquisito dalle minoranze azionarie di Enel Green Power SpA e il relativo prezzo di acquisto.

Utili e perdite accumulati - *Euro 19.484 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 rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2015			Variazioni						al 31.12.2016		
	Totale	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*	**Totale**	*Di cui Gruppo*	*Di cui terzi*
Riserva conversione bilanci in valuta estera	**(4.855)**	*(1.956)*	*(2.899)*	1.952	-	-	**1.952**	*968*	*984*	**(2.903)**	*(988)*	*(1.915)*
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(1.697)**	*(1.341)*	*(356)*	(1.243)	1.275	(66)	**(34)**	*(97)*	*63*	**(1.731)**	*(1.438)*	*(293)*
Riserva da valutazione degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	**129**	*130*	*(1)*	(14)	(6)	(4)	**(24)**	*(24)*	-	**105**	*106*	*(1)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(44)**	*(54)*	*10*	(28)	10	-	**(18)**	*(7)*	*(11)*	**(62)**	*(61)*	*(1)*
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti	**(688)**	*(551)*	*(137)*	(296)	-	57	**(239)**	*(173)*	*(66)*	**(927)**	*(724)*	*(203)*
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	**(7.155)**	***(3.772)***	***(3.383)***	**371**	**1.279**	**(13)**	**1.637**	***667***	***970***	**(5.518)**	***(3.105)***	***(2.413)***

32.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
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**
Dividendi pagati nel 2016		
Dividendi relativi al 2015	1.627	0,16
Acconto sul dividendo 2016	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2016	**1.627**	**0,16**

Si ricorda che, secondo quanto deliberato il 10 novembre 2016 dal Consiglio di Amministrazione, a partire dall'esercizio 2016 è stata adottata una politica di acconto sui dividendi, intesa a ottimizzare la remunerazione degli azionisti: in particolare, il predetto Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo in misura pari a 0,09 euro per azione, per complessivi 915 milioni di euro. Tale acconto, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017, con "data stacco" della cedola n. 25 coincidente con il 23 gennaio 2017 e record date fissata al 24 gennaio 2017.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua 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 2016.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2016 e 2015 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Posizione finanziaria non corrente	41.336	44.872	(3.536)
Posizione finanziaria corrente netta	(1.162)	(4.992)	3.830
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.621)	(2.335)	(286)
Indebitamento finanziario netto ("debt")	**37.553**	**37.545**	**8**
Patrimonio netto di Gruppo	34.803	32.376	2.427
Interessenze di terzi	17.772	19.375	(1.603)
Patrimonio netto ("equity")	**52.575**	**51.751**	**824**
Indice debt/equity	**0,71**	**0,73**	**-**

32.3 Interessenze di terzi - *Euro 17.772 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 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Gruppo Endesa	6.958	6.742	352	280
Gruppo Enel Latinoamérica	9.233	8.052	659	1.032
Gruppo Enel Investment Holding	1.011	803	73	(275)
Gruppo Slovenské elektrárne	-	386	(2)	(3)
Gruppo Enel Green Power	570	3.392	135	142
Totale	**17.772**	**19.375**	**1.217**	**1.176**

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi risente sia dell'operazione di scissione non proporzionale di Enel Green Power SpA, mediante la quale il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, sia della cessione del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne, che ha comportato la perdita del controllo e la valutazione della società con il metodo del patrimonio netto.

33. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	41.336	44.872	4.384	5.733
Finanziamenti a breve termine	-	-	5.372	2.155
Totale	**41.336**	**44.872**	**9.756**	**7.888**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

34. Benefíci ai dipendenti - *Euro 2.585 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefíci individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

> la voce "Benefíci pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefíci relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefíci dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefíci 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 benefíci definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti Endesa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico *ante* modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefíci definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefíci definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
> la voce "Sconto energia" accoglie benefíci relativi alla fornitura di energia elettrica afferenti alle 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 benefíci" accoglie principalmente premi fedeltà, diffusi in vari Paesi e che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

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 2016 e al 31 dicembre 2015 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2016				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	**2.126**	**724**	**202**	**285**	**3.337**
Costo normale	14	4	5	50	**73**
Oneri finanziari	108	19	11	7	**145**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	2	-	(2)	1	**1**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	221	96	20	10	**347**
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	9	22	(4)	(14)	**13**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	1	-	1	1	**3**
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	2	-	-	-	**2**
(Utili)/Perdite su cambi	126	1	14	6	**147**
Contributi versati dalla società	-	-	-	-	**-**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(194)	(28)	(14)	(62)	**(298)**
Altri movimenti	24	3	4	1	**32**
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	**-**
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**2.440**	**841**	**237**	**284**	**3.802**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**1.110**	**-**	**-**	**-**	**1.110**
Proventi finanziari	75	-	-	-	**75**
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	40	-	-	-	**40**
(Utili)/Perdite su cambi	104	-	-	-	**104**
Contributi versati dalla società	136	28	14	22	**200**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(194)	(28)	(14)	(22)	**(258)**
Altri pagamenti	-	-	-	-	**-**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**1.272**	**-**	**-**	**-**	**1.272**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	**57**	**-**	**-**	**-**	**57**
Proventi finanziari	5	-	-	-	**5**
Cambi nell'asset ceiling	(20)	-	-	-	**(20)**
(Utili)/Perdite su cambi	13	-	-	-	**13**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**55**	**-**	**-**	**-**	**55**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.223**	**841**	**237**	**284**	**2.585**

	2015			
Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
2.458	**1.927**	**223**	**263**	**4.871**
24	6	5	54	**89**
106	41	10	8	**165**
1	-	-	-	**1**
(124)	(66)	(8)	4	**(194)**
10	(196)	2	**4**	**(180)**
(43)	-	-	(5)	**(48)**
1	(902)	-	-	**(901)**
(157)	(1)	(17)	(6)	**(181)**
-	-	-	-	**-**
1	-	-	-	**1**
(154)	(88)	(13)	(39)	**(294)**
4	3	-	2	**9**
(1)	-	-	-	**(1)**
2.126	**724**	**202**	**285**	**3.337**
1.252	**-**	**-**	**-**	**1.252**
68	-	-	-	**68**
(30)	-	-	-	**(30)**
(125)	-	-	-	**(125)**
98	88	13	24	**223**
1	-	-	-	**1**
(154)	(88)	(13)	(24)	**(279)**
-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**
1.110	**-**	**-**	**-**	**1.110**
68	**-**	**-**	**-**	**68**
5	-	-	-	**5**
2	-	-	-	**2**
(18)	-	-	-	**(18)**
-	-	-	-	**-**
57	**-**	**-**	**-**	**57**
1.073	**724**	**202**	**285**	**2.284**

Milioni di euro

	2016	2015
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	34	(5)
Oneri finanziari netti	78	102
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	2	(901)
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	42	46
Altri movimenti	(4)	1
Totale	**152**	**(757)**

Milioni di euro

	2016	2015
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(40)	30
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	365	(374)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(20)	2
Altri movimenti	(9)	(2)
Totale	**296**	**(344)**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico, pari a 909 milioni di euro, è principalmente attribuibile alla cancellazione, avvenuta nel 2015 per le sole società italiane, del piano di sconto energia agli ex dipendenti del Gruppo, 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.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 1.272 milioni di euro al 31 dicembre 2016. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2016	2015
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	2%	4%
Titoli a reddito fisso	35%	25%
Investimenti immobiliari	5%	4%
Altro	1%	1%
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	57%	67%
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	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2016				2015			
Tasso di attualizzazione	0,30%-1,40%	0,64%-1,75%	4,70%-12,31%	1,40%-8,36%	0,50%-2,15%	1,17%-2,56%	4,95%-14,21%	2,03%-9,72%
Tasso di inflazione	1,40%	2,00%	3,00%-6,00%	1,40%-4,84%	1,60%	2,00%	3,00%-6,50%	1,50%-5,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,40%-3,40%	2,00%	3,00%-9,19%	2,90%-4,84%	1,60%-3,60%	2,00%	3,00%-9,69%	2,00%-5,50%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,40%	3,20%	3,50%-9,19%	-	2,60%	3,20%	4,20%-9,69%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	1,74%	12,20%-12,31%	-	-	2,54%	14,18%-14,21%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici
	al 31.12.2016				al 31.12.2015			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	159	75	12	4	131	60	12	4
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(136)	(69)	(15)	(10)	(116)	(54)	(12)	(10)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	30	74	2	2	33	59	8	4
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(20)	(67)	(18)	(10)	(26)	(38)	(9)	(7)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	8	-	-	1	8	-	-	2
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	12	-	-	(3)	11	-	-	(3)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	20	-	-	-	20	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	50	12	5	(3)	47	24	3	(2)

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 26 milioni di euro.

1167

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Entro 1 anno	204	201
Tra 1 e 2 anni	186	211
Tra 2 e 5 anni	589	601
Oltre 5 anni	1.058	944

35. Fondi rischi e oneri - *Euro 6.414 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi				
- decommissioning nucleare	567	-	528	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	754	35	611	11
- contenzioso legale	698	36	762	47
- oneri per certificati ambientali	-	7	-	19
- oneri su imposte e tasse	290	56	290	20
- altri	770	859	819	1.062
Totale	**3.079**	**993**	**3.010**	**1.159**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.902	440	2.182	471
TOTALE	**4.981**	**1.433**	**5.192**	**1.630**

Milioni di euro	al 31.12.2015	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	**al 31.12.2016**
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:									
- decommissioning nucleare	528	-	-	-	6	-	-	33	567
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	622	183	(18)	(24)	8	(13)	11	20	789
- contenzioso legale	809	169	(222)	(110)	49	1	39	(1)	734
- oneri per certificati ambientali	19	7	(7)	(12)	-	-	-	-	7
- oneri su imposte e tasse	310	94	(28)	(32)	3	-	4	(5)	346
- altri	1.881	389	(165)	(550)	98	9	15	(48)	1.629
Totale	**4.169**	**842**	**(440)**	**(728)**	**164**	**(3)**	**69**	**(1)**	**4.072**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.653	214	(13)	(464)	67	3	-	(117)	2.342
TOTALE	**6.822**	**1.056**	**(453)**	**(1.192)**	**231**	**-**	**69**	**(118)**	**6.414**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2016 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Endesa verso 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 Endesa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operational costs") 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 riconducibile a vertenze legate alla qualità del servizio, vertenze con i dipendenti, o controversie sorte con i clienti finali o con fornitori delle società spagnole (235 milioni di euro), italiane (219 milioni di euro) e brasiliane (199 milioni di euro).
La riduzione del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 75 milioni di euro, è principalmente giustificata dal rilascio effettuato del fondo accantonato relativamente al contenzioso SAPE (80 milioni di euro) a seguito del giudizio positivo contenuto nel lodo arbitrale.

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 od oneri di varia natura.
La variazione dell'esercizio, pari a 252 milioni di euro, è prevalentemente dovuta all'utilizzo e al rilascio (per la parte di mancati aderenti) del fondo accantonato (per 328 milioni di euro) dalle società italiane nel 2015 a copertura dell'onere derivante dal ristoro accordato *una tantum* agli ex dipendenti in pensione a seguito della decisione unilaterale del Gruppo di revocare il beneficio relativo allo sconto energia.
Si precisa infine che nel saldo degli altri fondi rischi e oneri confluisce, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e 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.
In Italia questi ultimi sono infatti sostanzialmente riferibili agli accordi sindacali aziendali siglati a settembre 2013 e dicembre 2015 e finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'articolo 4, commi 1-*ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"). In base a

tale ultimo accordo in Italia è stata prevista l'uscita di circa 6.100 dipendenti nel periodo 2016-2020.
In Spagna invece tali fondi sono riconducibili all'integrazione, avvenuta nel 2015, dell'*Acuerdo de Salida Voluntaria* ("ASV"), promosso in Spagna già dal 2014. 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.

36. Altre passività non correnti - *Euro 1.856 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Ratei e risconti passivi operativi	973	966	7	0,7%
Altre partite	883	583	300	51,5%
Totale	**1.856**	**1.549**	**307**	**19,8%**

La voce al 31 dicembre 2016 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici. L'incremento dell'esercizio delle "Altre partite" si riferisce principalmente all'aumento di alcune passività di natura regolatoria in Argentina e Brasile per complessivi 113 milioni di euro, nonché alla riclassifica dal fondo incentivo all'esodo delle competenze da erogare ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 87 milioni di euro al netto dei pagamenti effettuati).

37. Debiti commerciali - *Euro 12.688 milioni*

La voce, pari a 12.688 milioni di euro (11.775 milioni di euro nel 2015), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.
Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 12.230 milioni di euro (11.261 milioni di euro nel 2015) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 458 milioni di euro (514 milioni di euro nel 2015).

38. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 1.264 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Passività finanziarie differite	842	957	(115)	-12,0%
Altre partite	422	106	316	-
Totale	**1.264**	**1.063**	**201**	**18,9%**

L'incremento delle altre passività correnti è riferito ai maggiori debiti finanziari scaturiti da una diversa modalità di copertura del deficit tariffario nel sistema elettrico spagnolo a seguito della modifica della normativa del sistema elettrico iniziata nel 2013 e conclusasi nel 2014.

La voce "Passività finanziarie differite" fa riferimento a ratei passivi su prestiti obbligazionari.

39. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 37.553 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 31.12.2016**	al 31.12.2015	2016-2015	
Finanziamenti a lungo termine	41	41.336	44.872	(3.536)	-7,9%
Finanziamenti a breve termine	41	5.372	2.155	3.217	-
Altri debiti finanziari correnti [1]		296	-	296	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	41	4.384	5.733	(1.349)	-23,5%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	24	(2.621)	(2.335)	(286)	12,2%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	28	(2.924)	(2.241)	(683)	30,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	(8.290)	(10.639)	2.349	22,1%
Totale		**37.553**	**37.545**	**8**	-

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

1171

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, 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 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Denaro e valori in cassa	298	582	(284)	-48,8%
Depositi bancari e postali	7.777	10.057	(2.280)	-22,7%
Altri investimenti di liquidità	215	-	215	-
Titoli	36	1	35	-
Liquidità	**8.326**	**10.640**	**(2.314)**	**-21,7%**
Crediti finanziari a breve termine	1.993	1.324	669	50,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	128	147	(19)	-12,9%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	767	769	(2)	-0,3%
Crediti finanziari correnti	**2.888**	**2.240**	**648**	**28,9%**
Debiti verso banche	(909)	(180)	(729)	-
Commercial paper	(3.059)	(213)	(2.846)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(749)	(844)	95	-11,3%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(3.446)	(4.570)	1.124	24,6%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(189)	(319)	130	40,8%
Altri debiti finanziari correnti [1]	(1.700)	(1.762)	62	-3,5%
Totale debiti finanziari correnti	**(10.052)**	**(7.888)**	**(2.164)**	**-27,4%**
Posizione finanziaria corrente netta	**1.162**	**4.992**	**(3.830)**	**-76,7%**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(7.446)	(6.863)	(583)	-8,5%
Obbligazioni	(32.401)	(35.987)	3.586	10,0%
Debiti verso altri finanziatori	(1.489)	(2.022)	533	26,4%
Posizione finanziaria non corrente	**(41.336)**	**(44.872)**	**3.536**	**7,9%**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	**(40.174)**	**(39.880)**	**(294)**	**-0,7%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.621**	**2.335**	**286**	**12,2%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(37.553)**	**(37.545)**	**(8)**	**-**

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

40. Altre passività correnti - *Euro 12.141 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Debiti diversi verso clienti	1.785	1.567	218	13,9%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.617	4.879	(262)	-5,4%
Debiti verso il personale	436	459	(23)	-5,0%
Debiti tributari diversi	1.071	990	81	8,2%
Debiti verso istituti di previdenza	215	216	(1)	-0,5%
Contingent consideration	85	36	49	-
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	403	793	(390)	-49,2%
Ratei e risconti passivi correnti	325	294	31	10,5%
Debito per acquisto partecipazioni	-	-	-	-
Passività per lavori in corso	358	347	11	3,2%
Altri	2.846	1.641	1.205	73,4%
Totale	**12.141**	**11.222**	**919**	**8,2%**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.038 milioni di euro (1.066 milioni di euro al 31 dicembre 2015) 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 12 mesi.

I "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 3.069 milioni di euro (3.439 milioni di euro al 31 dicembre 2015), nel mercato spagnolo per 1.285 milioni di euro (1.392 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e nel mercato dell'America Latina per 263 milioni di euro (48 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

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.

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2016 include il debito relativo a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un importo complessivo di 401 milioni di euro (778 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Il decremento del periodo si riferisce, principalmente, per 48 milioni di euro all'aggiustamento di valore relativo al debito relativo alla put option sul 13,6% in base a quanto stabilito dall'arbitrato internazionale con SAPE conclusosi nel febbraio 2017 e per 329 milioni di euro alla riduzione del 10% dell'interessenza del Gruppo a seguito del venir meno del diritto degli ex dipendenti di esercitare il tag along right agganciato alla put option in base a ulteriori analisi di natura legale asseverate da legali esterni.

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.

1173

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		Non correnti		Correnti	
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Finanziamenti e crediti	41.1.1	**2.181**	**2.173**	**24.684**	**25.676**
Attività finanziarie disponibili per la vendita	41.1.2	**1.658**	**868**	**35**	**-**
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	41.1.3	**-**	**117**	**-**	**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	-	-
Derivati attivi al FVTPL	41.1.4	21	13	3.027	4.466
Altre attività finanziarie detenute per la negoziazione	41.1.4	-	-	1	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**21**	**58**	**3.028**	**4.466**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	41.1.5	36	46	1	-
Derivati di cash flow hedge	41.1.5	1.552	2.284	917	607
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**1.588**	**2.330**	**918**	**607**
TOTALE		**5.448**	**5.546**	**28.665**	**30.750**

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		Non correnti			Correnti	
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	30	8.290	10.639
Crediti commerciali	27	-	-	27	13.506	12.797
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	28.1	767	769
Crediti per factoring		-	-	28.1	128	147
Cash collateral		-	-	28.1	1.082	1.020
Altri crediti finanziari	24.1	2.181	2.173	28.1	911	304
Totale		**2.181**	**2.173**		**24.684**	**25.676**

I crediti commerciali verso clienti al 31 dicembre 2016 ammontano a 13.506 milioni di euro (12.797 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a 2.028 milioni di euro alla fine dell'anno a fronte di un saldo di apertura pari a 2.085 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Crediti commerciali		
Importo lordo	15.534	14.882
Fondo svalutazione crediti	(2.028)	(2.085)
Valore netto	**13.506**	**12.797**

La tabella seguente indica le movimentazioni del fondo svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	**1.662**
Accantonamenti	992
Utilizzi	(546)
Rilasci a Conto economico	(178)
Altre variazioni	155
Saldo di chiusura al 31.12.2015	**2.085**
Saldo di apertura al 01.01.2016	**2.085**
Accantonamenti	873
Utilizzi	(548)
Rilasci a Conto economico	(151)
Altre variazioni	(231)
Saldo di chiusura al 31.12.2016	**2.028**

Si precisa che nella Nota 42 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive riguardo all'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 31.12.2016**	al 31.12.2015	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Partecipazioni altre imprese	24	196	237	24	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	24.1	440	-	28.1	35	-
Accordi per servizi in concessione	24	1.022	631		-	-
Totale		**1.658**	**868**		**35**	**-**

Movimentazione delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2016	**868**	**-**
Incrementi	1.096	-
Decrementi	(17)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(36)	-
Riclassifiche	218	23
Altre variazioni	(471)	12
Saldo di chiusura al 31.12.2016	**1.658**	**35**

41.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

Al 31 dicembre 2016 le attività finanziarie detenute sino a scadenza risultano pari a zero; la diminuzione rispetto all'esercizio precedente si riferisce essenzialmente alla riduzione di 117 milioni di euro dei titoli detenuti dalla società Enel Insurance tra le attività non correnti.

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 31.12.2016**	al 31.12.2015	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati al FVTPL	44	**21**	**13**	44	**3.027**	**4.466**
Titoli detenuti per la negoziazione		-	-	24.1	1	-
Investimenti finanziari in fondi	24.1	-	45		-	-
Totale attività finanziarie designate al fair value alla rilevazione iniziale (fair value option)		**-**	**45**		**-**	**-**
TOTALE		**21**	**58**		**3.028**	**4.466**

41.1.5 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

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		Non correnti		Correnti	
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	41.2.1	**41.336**	**44.872**	**22.444**	**19.663**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	44	22	41	3.016	4.734
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**22**	**41**	**3.016**	**4.734**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	44	15	-	1	-
Derivati di cash flow hedge	44	2.495	1.477	305	775
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**2.510**	**1.477**	**306**	**775**
TOTALE		**43.868**	**46.390**	**25.766**	**25.172**

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 31.12.2016**	al 31.12.2015	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	41.3	41.336	44.872	41.3	4.384	5.733
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	41.3	5.372	2.155
Debiti commerciali	37	-	-	37	12.688	11.775
Totale		**41.336**	**44.872**		**22.444**	**19.663**

41.3 Finanziamenti

41.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 45.720 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 vengono esposti, inoltre, la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2016 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 31.12.2016					al 31.12.2015					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	26.426	25.770	1.583	24.187	30.332	30.250	29.809	3.351	26.458	34.897	(4.039)
- tasso variabile quotate	3.338	3.320	376	2.944	3.673	4.098	4.076	1.155	2.921	4.190	(756)
- tasso fisso non quotate	5.660	5.619	1.422	4.197	6.240	5.479	5.436	-	5.436	6.186	183
- tasso variabile non quotate	1.138	1.138	65	1.073	1.132	1.236	1.236	64	1.172	1.193	(98)
Totale obbligazioni	**36.562**	**35.847**	**3.446**	**32.401**	**41.377**	**41.063**	**40.557**	**4.570**	**35.987**	**46.466**	**(4.710)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	1.283	1.278	152	1.126	1.372	1.169	1.147	137	1.010	1.256	131
- tasso variabile	6.951	6.902	597	6.305	7.187	6.555	6.529	707	5.822	6.812	373
- uso linee di credito revolving	15	15	-	15	15	31	31	-	31	31	(16)
Totale finanziamenti bancari	**8.249**	**8.195**	**749**	**7.446**	**8.574**	**7.755**	**7.707**	**844**	**6.863**	**8.099**	**488**
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	1.549	1.548	159	1.389	1.565	2.012	2.012	250	1.762	2.012	(464)
- tasso variabile	130	130	30	100	138	329	329	69	260	341	(199)
Totale finanziamenti non bancari	**1.679**	**1.678**	**189**	**1.489**	**1.703**	**2.341**	**2.341**	**319**	**2.022**	**2.353**	**(663)**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**34.918**	**34.215**	**3.316**	**30.899**	**39.509**	**38.910**	**38.404**	**3.738**	**34.666**	**44.351**	**(4.189)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**11.572**	**11.505**	**1.068**	**10.437**	**12.145**	**12.249**	**12.201**	**1.995**	**10.206**	**12.567**	**(696)**
TOTALE	**46.490**	**45.720**	**4.384**	**41.336**	**51.654**	**51.159**	**50.605**	**5.733**	**44.872**	**56.918**	**(4.885)**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 842 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2016		al 31.12.2015		**al 31.12.2016**	
Euro	**25.546**	**26.127**	**31.059**	**31.433**	**3,7%**	**4,1%**
Dollaro USA	9.879	9.978	9.552	9.636	6,1%	6,3%
Sterlina inglese	4.955	5.011	5.775	5.845	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.872	1.872	1.358	1.358	11,1%	11,1%
Real brasiliano	1.088	1.098	875	880	13,7%	13,8%
Franco svizzero	539	540	534	535	3,1%	3,1%
Peso cileno/UF	490	501	445	456	7,9%	8,1%
Sol peruviano	437	437	410	410	6,2%	6,2%
Rublo russo	295	295	124	124	12,2%	12,2%
Yen giapponese	255	255	240	240	2,4%	2,5%
Altre valute	364	376	233	242		
Totale valute non euro	**20.174**	**20.363**	**19.546**	**19.726**		
TOTALE	**45.720**	**46.490**	**50.605**	**51.159**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 628 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente alle nuove emissioni in dollari statunitensi da parte delle società latino-americane.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazione perimetro di consolid.	Operaz. exchange	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Riclassifica alle attività/ passività possedute per la vendita	Valore nozionale
	al 31.12.2015								**al 31.12.2016**
Obbligazioni	41.063	(5.289)	(34)	-	183	946	(307)	-	36.562
Finanziamenti	10.096	(1.450)	-	(504)	-	1.393	393	-	9.928
Totale indebitamento finanziario	**51.159**	**(6.739)**	**(34)**	**(504)**	**183**	**2.339**	**86**	**-**	**46.490**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2016 registra una riduzione di 4.669 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, quale risultante di nuove emissioni per 2.339 milioni di euro, dell'operazione di exchange effettuata da Enel Finance International pari a 183 milioni di euro e di differenze negative di cambio per 86 milioni di euro, ampiamente compensate da rimborsi per 6.739 milioni di euro e dalla variazione del perimetro di consolidamento per 504 milioni di euro; tale variazione è dovuta principalmente al deconsolidamento del debito di EGPNA Renewable Ener-

gy Partners LLC ("EGPNA REP"), avvenuto a seguito della riduzione da parte di Enel Green Power North America della propria quota in EGPNA REP dal 51% al 50% e della trasformazione di quest'ultima società in una joint venture paritaria con GE Energy Financial Services.

I principali rimborsi effettuati nel corso del 2016 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 5.289 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 1.450 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2016 si segnalano:

> un prestito obbligazionario (1.000 milioni di euro) a tasso variabile emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
> un prestito obbligazionario (2.000 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
> un prestito obbligazionario (1.080 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di settembre 2016;
> un prestito obbligazionario in dollari statunitensi (per un controvalore di 235 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Américas, già Enersis, scaduto nel mese di dicembre 2016;
> prestiti obbligazionari (per un controvalore di 158 milioni di euro) emessi da alcune società latino-americane, scaduti nel corso del 2016.

I principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

> 281 milioni di euro relativi al rimborso di finanziamenti agevolati da parte di e-distribuzione ed Enel Produzione;
> 152 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari a tasso variabile di Endesa, di cui 41 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
> 142 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari a tasso variabile di Enel Green Power SpA, di cui 45 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
> un controvalore di 224 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari di Enel Russia, di cui 81 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
> un controvalore di 263 milioni di euro relativi a finanziamenti di società appartenenti alla Region Latam;
> un controvalore di 172 milioni di euro relativi a finanziamenti di Enel Green Power North America.

Si segnala che nel mese di maggio 2016, 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 giugno 2026 ("exchange offer"). L'importo scambiato (1.074 milioni di euro) e quello riemesso (1.257 milioni) hanno generato un afflusso netto di cassa pari a 183 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 preesistente. Poiché la sottoscrizione dell'offerta di scambio non vincolante è avvenuta solo da parte di alcuni degli obbligazionisti, le preesistenti emissioni rimangono ancora collocate sul mercato per un valore nozionale complessivo di 5.458 milioni di euro e con scadenze comprese tra il 2017 e il 2023.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2016 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 946 milioni di euro e a finanziamenti per 1.393 milioni di euro.
Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2016.

1179

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni:							
Local Bond	Enel Américas	25/10/2016	552	USD	4,00%	Tasso fisso	25/10/2026
	Emgesa	11/02/2016	61	COP	COP CPI 3M + 349 bp	Tasso variabile	11/02/2019
	Emgesa	11/02/2016	75	COP	COP CPI 3M + 469 bp	Tasso variabile	11/02/2023
	Emgesa	27/09/2016	91	COP	7,59%	Tasso fisso	27/09/2022
Totale obbligazioni			**779**				
Finanziamenti bancari:							
	Ampla	07/03/2016	70	USD	USD LIBOR 6M + 153 bp	Tasso variabile	07/03/2019
	Codensa	17/03/2016	57	COP	8,49%	Tasso fisso	18/03/2019
	Codensa	10/06/2016	49	COP	8,82%	Tasso fisso	10/06/2020
	Enel Russia	03/03/2016	131	RUR	12,50%	Tasso fisso	04/02/2021
	Enel Green Power Brasile	14/01/2016	134	USD	USD LIBOR 3M + 115 bp	Tasso variabile	10/01/2020
	Enel Green Power Brasile	18/05/2016	63	BRL	CDI + 300 bp	Tasso variabile	18/05/2017
	Enel Green Power Brasile	22/12/2016	55	BRL	TJLP + 202 bp	Tasso variabile	15/06/2037
	Enel Sole	22/12/2016	75	EUR	EURIBOR 6M + 46 bp	Tasso variabile	22/12/2031
	Enel Produzione	22/12/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 46 bp	Tasso variabile	22/12/2034
	Enel	20/07/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 33 bp	Tasso variabile	15/07/2020
	Enel Green Power	28/10/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 41 bp	Tasso variabile	28/10/2031
Totale finanziamenti bancari			**784**				

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2016 si evidenzia che in data 15 luglio 2016 è stata siglata una linea di credito di 500 milioni di euro tra Enel SpA e UniCredit di durata quadriennale. Al 31 dicembre 2016 tale linea è utilizzata per un ammontare di 50 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 SpA).

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global Medium Term Notes di (i) Enel ed Enel Finance International NV e di (ii) Endesa Capital SA e International Endesa BV possono essere riassunti come segue:

- clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e 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 e 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 NV 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.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti o delle società controllate dei soggetti obbligati.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli "events of default" tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, 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.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Enel Américas SA e delle altre società controllate latino-americane (in particolare Enel Generación Chile SA) contiene i covenant e gli "events of default" tipici della prassi internazionale.

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

Milioni di euro	al 31.12.2016					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%			
Euro	**25.546**	**26.127**	**56,2%**	**12.220**	**38.347**	**82,5%**
Dollaro USA	9.879	9.978	21,5%	(6.889)	3.089	6,6%
Sterlina inglese	4.955	5.011	10,8%	(5.011)	-	-
Peso colombiano	1.872	1.872	4,0%	-	1.872	4,0%
Real brasiliano	1.088	1.098	2,4%	276	1.374	3,0%
Franco svizzero	539	540	1,2%	(540)	-	-
Peso cileno/UF	490	501	1,1%	-	501	1,1%
Sol peruviano	437	437	0,9%	-	437	0,9%
Rublo russo	295	295	0,6%	112	407	0,9%
Yen giapponese	255	255	0,5%	(255)	-	-
Altre valute	364	376	0,8%	87	463	1,0%
Totale valute non euro	**20.174**	**20.363**	**43,8%**	**(12.220)**	**8.143**	**17,5%**
TOTALE	**45.720**	**46.490**	**100,0%**	-	**46.490**	**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	2016				2015			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	*Ante* copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	17.240	33,1%	14.667	28,1%	14.405	27,0%	11.055	20,7%
Tasso fisso	34.918	66,9%	37.491	71,9%	38.910	73,0%	42.260	79,3%
Totale	**52.158**		**52.158**		**53.315**		**53.315**	

Al 31 dicembre 2016 il 33% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (27% al 31 dicembre 2015). 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 2016 risulta pari a 28% dell'indebitamento finanziario (21% al 31 dicembre 2015). 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 72% rispetto all'esposizione (79% coperto al 31 dicembre 2015).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

al 31.12.2015

Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
Saldo contabile	Valore nominale	%			
31.059	**31.433**	**61,4%**	**12.770**	**44.203**	**86,4%**
9.552	9.636	18,8%	(6.660)	2.976	5,8%
5.775	5.845	11,4%	(5.845)	-	-
1.358	1.358	2,7%	57	1.415	2,8%
875	880	1,7%	28	908	1,8%
534	535	1,0%	(535)	-	-
445	456	0,9%	230	686	1,3%
410	410	0,8%	(58)	352	0,7%
124	124	0,2%	235	359	0,7%
240	240	0,5%	(240)	-	-
233	242	0,5%	18	260	0,5%
19.546	**19.726**	**38,6%**	**(12.770)**	**6.956**	**13,6%**
50.605	**51.159**	**100,0%**	**-**	**51.159**	**100,0%**

1183

41.3.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 5.372 milioni*

Al 31 dicembre 2016 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 5.372 milioni di euro, registrando un incremento di 3.217 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti verso banche a breve termine	909	180	729
Commercial paper	3.059	213	2.846
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.286	1.698	(412)
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	118	64	54
Indebitamento finanziario a breve	**5.372**	**2.155**	**3.217**

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 909 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2016 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 Enel Américas ed Enel Generación Chile per un importo complessivo di 400 milioni di dollari statunitensi pari a 379 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2016 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 3.059 milioni di euro, dei quali 2.127 milioni di euro in capo a Enel Finance International e 932 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, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2016		2015	
	Utili/(Perdite) netti	di cui: impairment/ ripristini di impairment	**Utili/(Perdite) netti**	di cui: impairment/ ripristini di impairment
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value	59	-	-	-
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al costo ammortizzato	7	-	8	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	(1)	-	7	-
Finanziamenti e altri crediti	(595)	(764)	149	-
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie detenute per la negoziazione	1	-	-	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	(1)	-	5	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	-	-	**5**	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(1.873)	-	(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 netti da contratti derivati".

42. Risk management

Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a una varietà di rischi finanziari quali il rischio di mercato (comprensivo del rischio di tasso di interesse, tasso di cambio e del prezzo delle commodity), il rischio di credito e il rischio di liquidità.

La governance dei rischi finanziari adottata dal Gruppo prevede:

> la presenza di specifici Comitati interni, composti dal top management del Gruppo e presieduti dall'Amministratore Delegato della Società, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi;
> l'emanazione di specifiche policy e procedure, a livello di Gruppo e di singole 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.

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 e 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 e i mezzi equivalenti, i crediti per lavori in corso, nonché i crediti commerciali.
Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento alla Nota 41 "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 2016 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 41 "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 e interest rate option. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti bilancia la corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione coperta.
In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Allo scopo di testare ai fini della normativa EMIR l'effettiva efficacia delle tecniche di copertura poste in essere, il Gruppo sottopone i propri portafogli di copertura a una periodica verifica statistica.

Attraverso i contratti di interest rate swap, il Gruppo Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.
Gli interest rate swap "da variabile a fisso" consentono di trasformare una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa futuri alla variazione nel livello dei tassi di interesse.
Gli interest rate swap "da fisso a variabile" consentono di trasformare una passività finanziaria a tasso fisso valutata al fair value in una passività a tasso variabile neutralizzando in tal

modo l'esposizione del fair value alla variazione nel livello dei tassi di interesse.
Gli interest rate swap "da variabile a variabile" consentono di scambiare flussi di interesse variabili caratterizzati da diversi criteri di indicizzazione.
Si fa presente che alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi cedolari con più fasi coperti da interest rate swap che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio di flussi di interessi entrambi a tasso fisso.

I contratti di interest rate option prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. "strike"), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un valore nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. "cap") o il tasso minimo (c.d. "floor") al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura tramite combinazioni di opzioni (c.d. "collar"), che consentono di fissare contemporaneamente sia il tasso minimo sia il tasso massimo cedolare; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. "zero cost collar").
I contratti di interest rate option vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un interest rate swap è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni nel livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2016	2015
Da variabile a fisso interest rate swap	11.526	10.910
Da fisso a variabile interest rate swap	853	853
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	165	180
Interest rate option	50	50
Totale	**12.594**	**11.993**

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 di 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 e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come segue.

Milioni di euro	2016				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	22	(22)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	7	(7)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	188	(188)
Fair value hedge	25	(6)	6	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

Per le società del Gruppo Enel la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari e flussi di cassa denominati in una valuta diversa dalla propria valuta di conto e/o funzionale.
In particolare, l'esposizione al rischio di tasso di cambio deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- debito denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale, acceso a livello di Holding o delle singole subsidiary;
- flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

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 e in particolare cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap.
La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti bilancia le corrispondenti variazioni nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione coperta.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine denominata in divisa estera in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto e/o funzionale per la società che detiene l'esposizione.
I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei 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 e una a termine) che prevedono lo scambio di flussi di capitale denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2016	2015 restated
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	14.973	15.812
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	2.887	4.334
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	6.036	4.079
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	-	-
Contratti currency forward a copertura di finanziamenti	-	181
Altri contratti forward	1.014	262
Totale	**24.910**	**24.668**

In particolare si evidenziano:

> contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 14.973 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (15.812 milioni di euro al 31 dicembre 2015);

> contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 8.923 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 (8.413 milioni di euro al 31 dicembre 2015);

> negli "Altri contratti forward" sono ricomprese le operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione).

Al 31 dicembre 2016 si rileva che il 44% (39% al 31 dicembre 2015) 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 18% al 31 dicembre 2016 (13% al 31 dicembre 2015).

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	**2016**				
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		**Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)**	
	Tasso di cambio	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo 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%	227	(277)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(1.787)	2.184
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 CO_2 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 a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

I processi di commodity risk management definiti nell'ambito del Gruppo sono finalizzati a monitorare costantemente l'andamento del rischio nel tempo e verificare che i livelli di rischio, osservati sulla base di specifiche dimensioni di analisi (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 e un livello di confidenza del 95%; il limite di Gruppo assegnato per il 2016 è pari 15 milioni di euro.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2016	2015
Contratti forward e future	28.197	30.791
Swap	6.195	5.904
Opzioni	308	340
Embedded	-	-
Totale	**34.700**	**37.035**

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitività 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 dell'energia e, in minor misura, del gas e dei prodotti petroliferi. L'impatto sul patrimonio netto è dovuto pressoché integralmente alla variazione del prezzo del carbone e dell'energia elettrica. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Milioni di euro		2016			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Prezzo commodity	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	10%	(16)	33	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10%	-	-	52	(54)

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 sul valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Già dagli esercizi precedenti, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di incasso. Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la gestione e 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 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 2016 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 sia a livello consolidato.

A ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), le quali hanno riguardato prevalentemente specifici segmenti del portafoglio commerciale e, in misura inferiore, crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla vendita.

Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto

1191

dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Concentrazione del rischio di credito dei clienti

I crediti commerciali sono generati dall'operatività del Gruppo in molteplici Region/Country (Italia, Spagna, America Latina, Romania, Russia, Nord America ecc.) con clienti e controparti che presentano un elevato livello di diversificazione, oltre che geografica, anche settoriale (imprese industriali, energetiche, telefoniche, pubbliche amministrazioni, commerciali, operanti nel settore del turismo, dei beni di largo consumo ecc.) e dimensionale (large corporate, piccole e medie imprese, clienti residenziali). Enel, infatti, attraverso le sue controllate, ha oltre 60 milioni di clienti o controparti con esposizioni creditizie tendenzialmente granulari.

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Milioni di euro	**2016**	2015
Crediti commerciali svalutati	**2.027**	**2.085**
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	**10.006**	**8.520**
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati:	**3.500**	**4.277**
- da meno di 3 mesi	1.350	1.696
- da 3 a 6 mesi	288	505
- da 6 mesi a 12 mesi	334	588
- da 12 mesi a 24 mesi	500	386
- oltre 24 mesi	1.028	1.102
Totale	**15.533**	**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 e 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 31.12.2016**		al 31.12.2015	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	176	14.214	377	13.042
Linee di credito uncommitted	448	19	648	-
Commercial paper	6.320	-	9.153	-
Totale	**6.944**	**14.234**	**10.178**	**13.042**

Le linee di credito committed ammontano a livello di Gruppo a 14.390 milioni di euro, di cui 14.214 milioni di euro con scadenza oltre il 2017. Il totale disponibile ammonta a 21.178 milioni di euro, di cui 6.320 milioni di euro di commercial paper.

Nel mese di maggio del 2016 Enel Finance International NV

("EFI") ha realizzato una offerta di scambio ("exchange offer") su sette Bond in euro con scadenze comprese nel periodo 2017-2023, contro una nuova emissione in euro con scadenza a 10 anni per un importo nozionale pari a 1.257 milioni di euro, cedola 1.375%.
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".

Maturity analysis

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2018	2019	2020	2021	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	11	1.572	4.709	2.086	2.200	1.368	13.824
- tasso variabile quotate	214	162	797	322	124	135	1.566
- tasso fisso non quotate	-	1.422	-	1.655	-	-	2.542
- tasso variabile non quotate	-	65	66	248	27	111	621
Totale obbligazioni	**225**	**3.221**	**5.572**	**4.311**	**2.351**	**1.614**	**18.553**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	24	128	296	192	214	67	357
- tasso variabile	91	506	812	827	704	643	3.319
- uso linee di credito revolving	-	-	15	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	**115**	**634**	**1.123**	**1.019**	**918**	**710**	**3.676**
Finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	36	123	169	141	155	129	795
- tasso variabile	23	7	9	9	10	9	63
Totale finanziamenti non bancari	**59**	**130**	**178**	**150**	**165**	**138**	**858**
TOTALE	**399**	**3.985**	**6.873**	**5.480**	**3.434**	**2.462**	**23.087**

Impegni per l'acquisto delle commodity

Nel corso dello svolgimento del proprio business il Gruppo Enel ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity a una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella 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 2016.

Milioni di euro	**al 31.12.2016**	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	63.407	18.996	12.827	10.703	20.881
- combustibili	47.305	28.251	11.646	5.980	1.428
Totale	**110.712**	**47.247**	**24.473**	**16.683**	**22.309**

43. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2016 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 valute 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 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	848	868	36	46	20	15	1	-
Totale	**848**	**868**	**36**	**46**	**20**	**15**	**1**	-
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	379	7.090	3	116	17	25	-	1
- cambi	8.057	13.554	1.531	2.163	3.561	2.921	464	280
- commodity	99	37	18	5	1.869	1.093	453	326
Totale	**8.535**	**20.681**	**1.552**	**2.284**	**5.447**	**4.039**	**917**	**607**
Derivati di trading:								
- tassi	50	50	3	2	-	-	-	-
- cambi	120	102	7	5	3.246	2.064	70	63
- commodity	69	53	11	6	15.539	16.488	2.957	4.403
Totale	**239**	**205**	**21**	**13**	**18.785**	**18.552**	**3.027**	**4.466**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**9.622**	**21.754**	**1.609**	**2.343**	**24.252**	**22.606**	**3.945**	**5.073**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	106	-	15	-	7	-	1	-
- commodity	-	-	-	-	4	-	-	-
Totale	**106**	**-**	**15**	**-**	**11**	**-**	**1**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	11.042	3.643	695	459	31	95	1	2
- cambi	5.686	1.991	1.764	1.006	457	673	88	96
- commodity	352	187	36	12	1.096	2.028	216	677
Totale	**17.080**	**5.821**	**2.495**	**1.477**	**1.584**	**2.796**	**305**	**775**
Derivati di trading								
- tassi	88	107	13	16	119	100	73	65
- cambi	37	140	5	18	3.633	3.223	62	43
- commodity	64	93	4	7	15.608	17.056	2.881	4.626
Totale	**189**	**340**	**22**	**41**	**19.360**	**20.379**	**3.016**	**4.734**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**17.375**	**6.161**	**2.532**	**1.518**	**20.955**	**23.175**	**3.322**	**5.509**

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 esposto, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

> derivati di cash flow hedge relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrice della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili 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 "Risk management".

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero altrimenti impattare il Conto economico.

La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico.

Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, è rilevato a Conto economico.

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.

Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono 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 a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.

Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value del sottostante che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la relazione di copertura si dimostra "inefficace" o se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

Attualmente il Gruppo utilizza in modo marginale tali relazioni di copertura al fine di cogliere le opportunità legate all'andamento generalizzato delle curve dei tassi di interesse.

1195

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 di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	**Attività coperta**	**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	35	853	44	853
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(691)	11.484	(342)	10.883
Totale		**(656)**	**12.337**	**(298)**	**11.736**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati fair value hedge:								
- interest rate swap	868	883	37	46	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- interest rate swap	396	7.115	3	117	11.073	3.738	(696)	(461)
Totale derivati sul tasso di interesse	**1.264**	**7.998**	**40**	**163**	**11.073**	**3.738**	**(696)**	**(461)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta al 31 dicembre 2016 pari a 12.337 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 656 milioni di euro. Il valore nozionale evidenzia un incremento di 601 milioni di euro. In particolare, si evidenzia che sono scaduti interest rate swap per un valore complessivo di 110 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per 954 milioni di euro, di cui 900 milioni di euro relativi alla strategia di pre-hedge effettuata nel corso del 2015 per il rifinanziamento futuro di emissioni obbligazionarie in scadenza a partire dal 2019 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 peggioramento del fair value, pari a 358 milioni di euro, 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 sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2016	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse:							
- derivati attivi (fair value positivo)	3	(2)	1	2	2	1	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(696)	(91)	(100)	(115)	(121)	(106)	(202)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	**(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)**
Saldo di apertura al 01.01.2016	**(442)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(361)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	35
Saldo di chiusura al 31.12.2016	**(768)**

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
		al 31.12.2016		al 31.12.2015 restated	
Strumento di copertura	**Attività coperta**				
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	148	13.988	1.170	15.078
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	(16)	650	25	401
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(69)	335	(102)	306
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	120	2.091	244	3.058
Currency forward	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	1	38	(1)	59
Currency forward	Acquisti di beni d'investimento	(57)	772	5	237
Totale		**127**	**17.874**	**1.341**	**19.139**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 13.988 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 148 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 985 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 85 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 2.129 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 121 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 772 e un fair value negativo pari a 57 milioni di euro, relativi a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acqui-

sizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione).

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati fair value hedge:								
- currency forward	-	-	-	-	7	-	(1)	-
- CCIRS	-	-	-	-	106	-	(15)	-
Derivati di cash flow hedge:								
- currency forward	2.521	2.927	141	256	373	427	(76)	(8)
- CCIRS	9.097	13.548	1.854	2.187	5.770	2.237	(1.776)	(1.094)
Totale derivati sul tasso di cambio	**11.618**	**16.475**	**1.995**	**2.443**	**6.256**	**2.664**	**(1.868)**	**(1.102)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2016, pari a 14.973 milioni (15.785 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 812 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 181 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 274 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 719 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2016, pari a 2.894 milioni di euro (3.354 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 460 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.

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 31.12.2016	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio:							
- derivati attivi (fair value positivo)	1.995	657	221	689	117	106	2.120
- derivati passivi (fair value negativo)	(1.852)	(205)	(111)	(333)	(52)	(65)	(727)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	**(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)**
Saldo di apertura al 01.01.2016	**(614)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(422)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(230)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico - quota inefficace	2
Saldo di chiusura al 31.12.2016	**(1.264)**

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati di fair value hedge								
Derivati su energia:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	-	-	-	-	4	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	**-**	**-**	**-**	**-**	**4**	**-**	**-**	**-**
Derivati di cash flow hedge:								
Derivati su energia:								
- swap	21	79	5	10	4	86	-	(4)
- forward/future	87	59	10	3	590	175	(66)	(51)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	**108**	**138**	**15**	**13**	**594**	**261**	**(66)**	**(55)**
Derivati su carbone:								
- swap	380	6	247	-	1	978	-	(182)
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	**380**	**6**	**247**	**-**	**1**	**978**	**-**	**(182)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	161	67	44	35	13	150	(2)	(49)
- forward/future	1.259	715	149	270	744	772	(180)	(402)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su gas e petrolio	**1.420**	**782**	**193**	**305**	**757**	**922**	**(182)**	**(451)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	60	204	16	13	96	54	(4)	(1)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**60**	**204**	**16**	**13**	**96**	**54**	**(4)**	**(1)**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**1.968**	**1.130**	**471**	**331**	**1.452**	**2.215**	**(252)**	**(689)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura. La dinamica del fair value riflette l'effetto positivo dell'andamento crescente dei prezzi forward dei combustibili registrati al 31 dicembre 2016 rispetto a quelli registrati al momento della stipula dei derivati di copertura.

Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per un ammontare di 247 milioni di euro, a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 193 milioni di euro e, in misura marginale, a transazioni in derivati su energia e CO_2 per complessivi 31 milioni di euro.

I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 182 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia e CO_2 per 70 milioni di euro. Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita effettuate sia su commodity petrolifere sia su prodotti gas con delivery fisica (all in one hedge).

1199

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2016	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity:							
- derivati attivi (fair value positivo)	471	453	4	9	5	-	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(252)	(216)	(36)	-	-	-	-

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity rilevati durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	**(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)**
Saldo di apertura al 01.01.2016	**(622)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	137
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	830
Saldo di chiusura al 31.12.2016	**345**

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 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015 restated	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015 restated	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015 restated
Derivati FVTPL								
Derivati su tasso di interesse:								
- interest rate swap	50	50	3	2	157	157	(79)	(75)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(7)	(6)
Derivati su tasso di cambio:								
- currency forward	3.366	2.166	77	68	3.670	3.335	(67)	(61)
- CCIRS	-	-	-	-	-	28	-	-
Derivati su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	1.105	796	163	73	1.169	714	(172)	(60)
- forward/future	5.820	5.994	1.005	421	5.705	5.879	(1.033)	(398)
- opzioni	16	7	14	-	23	14	(9)	-
Totale derivati su energia	**6.941**	**6.797**	**1.182**	**494**	**6.897**	**6.607**	**(1.214)**	**(458)**
Derivati su carbone:								
- swap	1.077	881	387	246	1.069	930	(409)	(291)
- forward/future	103	76	15	14	93	24	(2)	(10)
- opzioni	-	-	-	-	1	2	(1)	(7)
Totale derivati su carbone	**1.180**	**957**	**402**	**260**	**1.163**	**956**	**(412)**	**(308)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	616	531	205	1.538	572	675	(109)	(1.592)
- forward/future	6.591	7.958	941	1.860	6.648	8.555	(853)	(1.975)
- opzioni	125	133	177	236	143	184	(245)	(288)
Totale derivati su gas e petrolio	**7.332**	**8.622**	**1.323**	**3.634**	**7.363**	**9.414**	**(1.207)**	**(3.855)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	6	11	(3)	(5)
- forward/future	155	165	61	21	243	161	(49)	(7)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**155**	**165**	**61**	**21**	**249**	**172**	**(52)**	**(12)**
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI	**19.024**	**18.757**	**3.048**	**4.479**	**19.549**	**20.719**	**(3.038)**	**(4.775)**

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 257 milioni di euro. Il fair value negativo di 83 milioni di euro ha subito un peggioramento di 4 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile alla riduzione generalizzata della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 7.036 milioni di euro. L'aumento complessivo del loro valore nozionale e del relativo fair value netto pari a 3 milioni di euro è principalmente connesso alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 31.280 milioni di euro. I dati del 2015 sono stati riclassificati (restated) per consentire la comparabilità con i dati del 2016 a seguito dell'adozione di nuovi criteri di classificazione per quanto concerne i noli (ora ricompresi nei derivati su carbone) e i prodotti strutturati. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 1.323 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 1.182 milioni di euro.

Il fair value passivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di trading è riferito principalmente alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 1.207 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 1.214 milioni di euro.

Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai princípi contabili per il trattamento in hedge accounting.

45. Attività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai princípi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

> Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
> Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);
> Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite alcune informazioni di dettaglio inerenti alle tecniche di valutazione e agli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.

A tale scopo:

> le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
> le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Per aspetti generali o di informativa circa le contabilizzazioni relative a tali fattispecie, si rimanda alla Nota 2 "Princípi contabili e criteri di valutazione".

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

Milioni di euro		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	**Fair value**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	24	**146**	142	-	4	**-**	-	-	-
Accordi per servizi in concessione	24	**1.022**	-	1.022	-	**-**	-	-	-
Titoli disponibili per la vendita	24.1 e 28.1	**440**	440	-	-	**35**	35	-	-
Titoli detenuti per la negoziazione e investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali	28.1 e 30	**-**	-	-	-	**73**	11	62	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	44	**3**	-	3	-	**-**	-	-	-
- cambi	44	**1.531**	-	1.531	-	**464**	-	464	-
- commodity	44	**18**	14	4	-	**453**	235	218	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	44	**36**	-	36	-	**1**	-	1	-
Derivati di trading:									
- tassi	44	**3**	-	3	-	**-**	-	-	-
- cambi	44	**7**	-	7	-	**70**	-	70	-
- commodity	44	**11**	3	8	-	**2.957**	1.403	1.554	-
Rimanenze valutate al fair value	26	**-**	-	-	-	**14**	14	-	-
Attività classificate come possedute per la vendita	31	**-**	-	-	-	**11**	-	-	11

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value" 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 sevizi in concessione" sono relativi all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano da parte delle società Ampla e Coelce e sono contabilizzati applicando l'IFRIC 12. Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull'indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.

Per quanto concerne i contratti derivati, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi alle commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi princípi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato.
Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).
Gli importi espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.
Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia del Gruppo. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel.

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		Attività non correnti				Attività correnti			
	Note	**Fair value**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Investimenti immobiliari	18	**137**	-	-	137	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	24	**8**	-	-	8	-	-	-	-
Rimanenze	26	-	-	-	-	**65**	-	-	65

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 137 milioni di euro e 8 milioni di euro. Gli importi sono stati calcolati con l'ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità dei casi in questione.

Il valore delle partecipazioni valutate con un fair value di Livello 3 si è incrementato per 1 milione di euro rispetto all'anno precedente e fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute da Endesa.
Il valore delle rimanenze è sostanzialmente riferibile a immobili non strumentali.

1203

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		Passività non correnti				Passività correnti			
	Note	**Fair value**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	44	**695**	-	695	-	**1**	-	1	-
- cambi	44	**1.764**	-	1.764	-	**88**	-	88	-
- commodity	44	**36**	9	27	-	**216**	51	165	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	44	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
- cambi	44	**15**	-	15	-	**1**	-	1	-
- commodity	44	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
Derivati di trading:									
- tassi	44	**13**	-	13	-	**73**	-	73	-
- cambi	44	**5**	-	5	-	**62**	-	62	-
- commodity	44	**4**	-	4	-	**2.881**	1.173	1.708	-
Contingent consideration	40	**9**	-	9	-	**85**	-	-	85
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	40	**-**	-	-	-	**403**	-	-	403
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	31	-	-	-	-	-	-	-	-

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 al debito associato alle opzioni su Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, determinato in funzione delle condizioni previste per l'esercizio.

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	**36.572**	33.885	2.687	-
- a tasso variabile	41.3.1	**4.805**	791	4.014	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	41.3.1	**1.372**	-	1.372	-
- a tasso variabile	41.3.1	**7.202**	-	7.202	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	41.3.1	**1.565**	-	1.565	-
- a tasso variabile	41.3.1	**138**	-	138	-
Totale		**51.654**	**34.676**	**16.978**	-

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
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
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
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.
Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.
Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto rispettivamente in essere nel corso del 2016 e del 2015, nonché al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti economici						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	46	1.486	2.190	468	90	-
Altri ricavi e proventi	-	1	1	4	3	-
Altri proventi finanziari	-	-	17	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.169	1.769	1.319	2	-	-
Costi per servizi e altri materiali	-	75	2.259	4	139	-
Altri costi operativi	3	309	-	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	5	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	12	1	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti patrimoniali						
Crediti commerciali	8	301	477	27	57	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	9	-	-
Altre attività correnti	-	-	15	92	1	-
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.072	-	-	-
Debiti commerciali	638	372	490	1.239	18	-
Altre passività correnti	-	-	3	-	21	-
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
Altre informazioni						
Garanzie rilasciate	-	280	262	-	80	-
Garanzie ricevute	-	-	261	-	32	-
Impegni	-	-	72	-	9	-

Totale 2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
4.280	270	4.550	68.604	6,6%
9	11	20	1.988	1,0%
17	4	21	2.289	0,9%
6.259	344	6.603	32.039	20,6%
2.477	100	2.577	17.393	14,8%
312	-	312	2.783	11,2%
5	24	29	(133)	-21,8%
13	26	39	4.339	0,9%

Totale al 31.12.2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
870	88	958	13.506	7,1%
9	126	135	3.053	4,4%
108	1	109	3.044	3,6%
-	18	18	3.945	0,5%
6	17	23	1.856	1,2%
1.072	-	1.072	41.336	2,6%
2.757	164	2.921	12.688	23,0%
24	4	28	12.141	0,2%
-	11	11	3.322	0,3%
89	-	89	4.384	2,0%
622	-	622		
293	-	293		
81	-	81		

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti economici						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.468	2.730	195	115	-
Altri ricavi e proventi	-	-	5	290	16	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.695	1.553	1.600	3	26	-
Costi per servizi e altri materiali	1	91	2.169	11	60	-
Altri costi operativi	3	-	48	-	3	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	(24)	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti patrimoniali						
Crediti commerciali	-	217	594	68	15	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	4	30	69	2	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	4	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.161	-	-	-
Debiti commerciali	620	373	598	1.256	27	-
Altre passività correnti	-	-	9	-	4	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
Altre informazioni						
Garanzie rilasciate	-	280	253	-	1	-
Garanzie ricevute	-	-	158	-	27	-
Impegni	-	-	23	-	14	-

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2016 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.

Totale 2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
5.508	75	5.583	73.076	7,6%
311	3	314	2.582	12,2%
-	15	15	1.563	1,0%
6.877	212	7.089	37.644	18,8%
2.332	99	2.431	16.457	14,8%
54	-	54	2.654	2,0%
(24)	-	(24)	168	-14,3%
-	29	29	4.969	0,6%

Totale al 31.12.2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
894	43	937	12.797	7,3%
-	2	2	2.381	0,1%
105	30	135	2.898	4,7%
4	-	4	1.549	0,3%
1.161	-	1.161	44.872	2,6%
2.874	37	2.911	11.775	24,7%
13	1	14	11.222	0,1%
89	-	89	5.733	1,6%
534	-	534		
185	-	185		
37	-	37		

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 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	8.123	6.701	1.422
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	63.407	48.733	14.674
- acquisti di combustibili	47.305	64.114	(16.809)
- forniture varie	1.309	1.725	(416)
- appalti	1.846	1.905	(59)
- altre tipologie	3.751	2.895	856
Totale	**117.618**	**119.372**	**(1.754)**
TOTALE	**125.741**	**126.073**	**(332)**

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. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2016 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel

Con sentenza del 31 marzo 2006 il Tribunale di Adria ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di alcuni soggetti, persone fisiche ed enti. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati (cittadini e associazioni ambientaliste), mentre la quantificazione del risarcimento a favore degli enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, alcuni enti veneti ed emiliani inclusi gli Enti Parco dell'area) è stata rimessa a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di "provvisionale" – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata e, in data 12 marzo 2009, la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisionale. Avverso detta favorevole sentenza di appello, hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituitesi in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che, in forza di accordo intervenuto nel corso del 2008, Enel ha provveduto al pagamento delle somme liquidate a favore degli enti pubblici veneti. Nel corso del 2011, il Ministero dell'Ambiente, gli enti pubblici emiliani e i privati già costituiti parte civile nel procedimento penale, hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle. La richiesta del presunto risarcimento del danno patrimoniale e ambientale da parte del Ministero è stata di circa 100 milioni di euro, pretesa che Enel ha contestato. Nel corso del 2013 è stato concluso un accordo – senza alcun riconoscimento di responsabilità di Enel/Enel Produzione, ma con finalità di solidarietà sociale in linea con la politica generale e sostenibilità perseguita dal Gruppo – con gli enti pubblici emiliani, restando costituiti in giudizio il Ministero e i privati (associazioni ambientaliste e alcuni cittadini residenti, soggetti che nel corso del giudizio non hanno incassato alcuna somma da Enel). In data 10 luglio 2014 è stata depositata la sentenza che ha previsto la condanna degli imputati, in solido con Enel/Enel Produzione, a risarcire ai predetti privati una somma complessiva di 312.500 euro, oltre a 55.000 euro per spese legali. Quanto al Ministero, la propria domanda di quantificazione delle pretese risarcitorie è stata dichiarata inammissibile per le preclusioni intervenute nel corso del processo penale; nel mentre è stata disposta una condanna risarcitoria generica con danno da liquidarsi in separato giudizio e spese legali compensate. Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte d'Appello di Venezia del 10 luglio 2014 e 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 Parco dell'area per il risarcimento di asseriti danni non quantificati. Nel corso del 2013 si è proceduto all'ammissione del-

le prove. Sempre nel 2013, nell'ambito dell'accordo già sopra descritto, la maggior parte degli enti pubblici costituiti nel presente giudizio ha ritirato la propria costituzione.
All'udienza del 31 marzo 2014 il Tribunale in composizione collegiale ha pronunciato la sentenza di primo grado di assoluzione di tutti gli imputati in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Inoltre, ha assolto gli imputati anche per il reato di disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori Delegati di Enel SpA (per i quali è stata comunque esclusa l'aggravante prevista quando il disastro effettivamente si verifica). Gli stessi ex Amministratori Delegati sono stati poi condannati al risarcimento del danno da determinarsi in separato giudizio civile con riconoscimento di una provvisionale quantificata complessivamente in 410.000 euro e al pagamento delle spese processuali in favore delle parti civili rimaste costituite. La motivazione è stata depositata a fine settembre 2014. La decisione è stata impugnata dai due ex Amministratori Delegati condannati dal Tribunale, nonché dal PM, agli inizi di novembre 2014. Successivamente, hanno provveduto all'impugnazione anche (i) l'ex Amministratore Delegato 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. Il secondo grado di giudizio dinanzi alla Corte d'Appello di Venezia si è concluso il 18 gennaio 2017 con sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con la formula "il fatto non sussiste".

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, si è svolto 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. Con sentenza del 26 ottobre 2016 il Tribunale di Brindisi ha disposto nei confronti dei 13 imputati dipendenti/dirigenti di Enel Produzione: (i) l'assoluzione di nove di essi per non aver commesso il fatto; (ii) il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati per due imputati; (iii) la condanna dei restanti due imputati, con tutti i benefici di legge, a nove mesi di reclusione. Nell'ambito della stessa sentenza, con riferimento alle richieste di risarcimento del danno, il Tribunale ha disposto altresì: (i) il rigetto di tutte le domande delle parti civili pubbliche e delle associazioni costituitesi parte civile; (ii) l'accoglimento della maggior parte delle domande presentate dalle parti private, rinviando queste ultime dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza disporre il riconoscimento di provvisionali.
Inoltre, alcuni dipendenti di Enel Produzione sono stati coinvolti in processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia 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.
Con riferimento ai suddetti processi, il procedimento dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria si è concluso all'udienza del 23 giugno 2016. Con questa sentenza il Tribunale ha assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali reati, perché il fatto non sussiste. In un solo caso ha dichiarato la prescrizione. Parimenti è stata dichiarata la prescrizione per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale. Invece, il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato al 4 maggio 2017 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 è conclusa in primo grado con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione. Anche la Corte di Cassazione si è sempre pronunciata a favore di Enel Distribuzione. Al 31 dicembre 2016 i giudizi pendenti risultano essere circa 15.000 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate. Inoltre, visti i riferiti orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. A partire dal 2012 sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla restituzione di quanto corrisposto da Enel in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008 Enel ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto a ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di Enel. Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di Enel, dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne Enel rispetto a quanto pagato o da pagarsi a utenti e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali di difesa.

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.

Sulla base della sentenza del 21 ottobre 2013, 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. All'udienza del 3 ottobre 2016 il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta delle controparti di sospensione del processo in attesa della definizione di quello di appello, concedendo i termini per le memorie istruttorie, e ha rinviato la causa per esame delle richieste istruttorie al 4 luglio 2017.

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 dal Tribunale Distrettuale di Tirana 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 a Enel 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.

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 gradata, 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 e la prossima udienza è fissata per il 14 novembre 2018.

Il 5 novembre 2016 Enel SpA ed Enelpower SpA hanno promosso un giudizio dinanzi alla Corte di Cassazione albanese, chiedendo la revocazione della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana in data 24 marzo 2009.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Francia

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 in corso di svolgimento.

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.

Stato di New York

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.

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 ha deciso di rinviare il procedimento davanti al giudice dello Stato di New York e pertanto il procedimento prosegue in tale sede. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno pròposto appello avverso la decisione che aveva rigettato l'eccezione di carenza di giurisdizione del Tribunale dello Stato di New York. L'udienza si è tenuta il 14 febbraio 2017 e si è in attesa della relativa decisione.

Olanda

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). La garanzia di Enel è stata rilasciata in data 30 marzo 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la propria controgaranzia.

Il 4 aprile 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha impugnato la sentenza della Corte d'Appello dell'Aja del 9 febbraio 2016 dinanzi alla Corte di Cassazione olandese. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio il 20 maggio 2016 e si è in attesa della fissazione dell'udienza.

A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda. Il 29 giugno 2016 il Tribunale ha depositato la sentenza, con cui: (i) ha statuito che la sentenza albanese soddisfa i requisiti per il riconoscimento e l'esecuzione nei Paesi Bassi; (ii) ha ordinato a Enel ed Enelpower di pagare euro 433.091.870,00 ad Albania BEG Ambient Shpk, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di Albania BEG Ambient Shpk di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.

Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato ap-

pello avverso la sentenza. L'appello ha effetto devolutivo pieno (c.d. "*de novo*"); infatti la Corte di Appello di Amsterdam riesaminerà l'intero oggetto del contendere. Pertanto, Enel ed Enelpower potranno far valere nuovamente *in toto* le proprie argomentazioni. Successivamente, in data 27 settembre 2016, anche Albania BEG Ambient Shpk ha presentato appello avverso la decisione del Tribunale del 29 giugno 2016 per chiedere la riforma della sua parziale soccombenza nel merito. Si è in attesa della decisione del giudice della Corte d'Appello di Amsterdam sulla riunione dei due procedimenti di appello attualmente pendenti, in fase preliminare, dinanzi alla stessa corte.
Infine, il 14 luglio 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha presentato un ricorso per sequestro conservativo sulla base della decisione del 29 giugno 2016 per l'importo di 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di tre società controllate da Enel SpA nei Paesi Bassi. Enel ha proposto ricorso e con decisione del 26 agosto 2016 il Tribunale di Amsterdam ha deciso che i provvedimenti cautelari emessi nel 2014 e nel 2016 sarebbero venuti meno se Albania BEG Ambient Shpk non avesse rilasciato una garanzia bancaria a favore di Enel ed Enelpower dell'importo di 7 milioni di euro entro il 21 ottobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la garanzia; e pertanto i sequestri conservativi su beni di Enel SpA ed Enel Power nei Paesi Bassi non sono più in essere dal 21 ottobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk ha presentato appello avverso la decisione del Tribunale di Amsterdam del 26 agosto 2016, ma tale procedimento è sospeso in attesa della definizione del descritto giudizio pendente dinanzi la Corte di Cassazione e avente a oggetto la sentenza della Corte d'Appello dell'Aja del 9 febbraio 2016.

Irlanda e Lussemburgo

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 ed Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione in Irlanda. Si è in attesa dell'approvazione della sentenza da parte della Corte. In Lussemburgo, su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA. Il procedimento per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana è ancora in fase di svolgimento. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Pende un giudizio per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche a carico di e-distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche e in particolare per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso a Palermo nel 2008, in cui è stata contestata la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo. Il procedimento è in corso.

Contenzioso CIEN - Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel 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, mentre CIEN ha presentato il suo contro appello e 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 che ha portato al rigetto delle domande di Cibran che ha impugnato tale decisione con esito favorevole ad Ampla. Pertanto, il 16 dicembre 2016, Cibran ha depositato ricorso (*recurso especial*) dinanzi al Superior Tribunal de Justiça che si trova attualmente al vaglio del giudizio di ammissibilità.

Con riferimento ai giudizi di cui sopra, soltanto due domande sono state finora decise con sentenza, mentre i restanti giudizi risultano ancora in attesa di una decisione. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 394 milioni di real brasiliani (circa 102 milioni di euro).

Quanto alla prima domanda, a settembre 2014 era stata emessa una sentenza di primo grado sfavorevole ad Ampla con una condanna di circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Ampla ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça. Cibran ha impugnato tale decisione con ricorso (*recurso especial*) dinanzi al Superior Tribunal de Justiça e il procedimento è in corso.

Con riferimento alla seconda domanda, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Ampla a un risarcimento di minore entità rispetto alla prima domanda, 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), oltre interessi. In data 8 luglio 2015 Ampla ha presentato appello avverso tale decisione e il procedimento è in corso.

Contenzioso Coperva - Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), allora posseduta dallo Stato e oggi società del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Coelce, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.

Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari e l'allora società pubblica, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Coelce per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto. Tra queste si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acarau 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 Declaração*) che è stato rigettato con sentenza dell'11 gennaio 2016. Coperva ha presentato un ricorso speciale davanti al Superior Tribunal de Justiça in data 3 febbraio 2016 e il procedimento è attualmente in corso.

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 *"acción de grupo"*, che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzón 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 cosiddette *"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 *"acción 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 per-

mettendo il riempimento del bacino, che è iniziato il 30 giugno 2015. Tuttavia, 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.
Nelle more, essendo stato dichiarato lo stato di emergenza energetica, il Ministero dell'Energia ha emesso un decreto che ha 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 Energía e l'AUNAP (Autorità agricoltura e pesca) hanno presentato congiuntamente un'*acción de tutela* davanti al giudice penale chiedendo l'autorizzazione alla produzione come misura cautelare. In data 8 gennaio 2016 il giudice penale ha deciso di accogliere la misura cautelare richiesta dal Ministero e dall'AUNAP, autorizzando in maniera provvisoria e con effetto immediato la generazione del Quimbo. La misura cautelare concessa dal giudice penale sarebbe restata vigente finché il giudice del Huila si fosse pronunciato sul merito 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 produzione 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). Con decisione del Tribunale Amministrativo del Huila dell'11 aprile 2016 è stata nuovamente confermata la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre 2016, termine che è stato nuovamente prorogato per ulteriori sei mesi a partire da febbraio 2017. Durante questo lasso di tempo, Emgesa dovrà dimostrare che il sistema di ossigenazione implementato consente il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti.

Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* - Colombia

Si tratta di un'"*acción de grupo*" avviata dal Centro Médico de la Sabana e 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 cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1 kV) 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 miliardi di pesos colombiani (circa 109 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, EIH, EDM ed EEM (limitatamente ad alcune pretese) una domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di danni per asserite violazioni di specifiche clausole del Privatization Agreement. Viene, in particolare, richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre interessi e ulteriori danni da quantificare.
In data 18 luglio 2016 è stato notificato il lodo con il quale il Tribunale Arbitrale all'unanimità ha rigettato integralmente le pretese di SAPE dichiarando le richieste inammissibili o infondate e ha condannato quest'ultima al pagamento delle spese del procedimento arbitrale. Inoltre, in data 29 settembre 2014 SAPE ha notificato a Enel ed EIH un'ulteriore domanda di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di pagamento di circa 500 milioni di euro (oltre interessi) in relazione all'esercizio da parte di SAPE di un'opzione put prevista nel Privatization Agreement e relativa a una quota pari al 13,57% delle azioni detenute da SAPE nelle società e-distributie Muntenia ed EEM. Con lodo del 3 febbraio 2017 il Tribunale Arbitrale ha stabilito il prezzo di acquisto delle azioni oggetto della put

option per un corrispettivo pari a circa 400 milioni di euro. Il Tribunale Arbitrale ha rigettato la domanda avversa relativa agli interessi che ammontava a circa 60 milioni di euro.
In data 20 aprile 2016 SAPE ha presentato un'ulteriore domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed EIH in relazione alla mancata distribuzione dei dividendi più gli interessi. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche EEM ed e-distributie Muntenia e riqualificando il valore complessivo della controversia in circa 56 milioni di euro. Il procedimento è nella fase preliminare.

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 Gabcíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating 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 Operating 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 subito dal PPO.
In parallelo all'azione del PPO, anche VV ha iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare il VEG Operating Agreement nullo.
Il 12 dicembre 2014, VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, comunicando, in data 9 marzo 2015, la risoluzione per inadempimento del citato contratto. Lo stesso 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 nell'ambito dell'azione promossa dal Public Procurement Office (PPO). SE ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa alla Corte Suprema. All'udienza del 29 giugno 2016 è stata letta la decisione sul ricorso straordinario e la Corte Suprema ha rigettato tale richiesta. SE ha presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale che è stato rigettato con sentenza del 18 gennaio 2017.
Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC) sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund (oggi "MH Manazment") della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. Il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti e il procedimento è proseguito per l'esame della domanda nel merito relativamente all'"*an*", rinviando a un eventuale giudizio successivo per la pronuncia sul "*quantum*". Le parti hanno concluso lo scambio delle memorie e l'udienza si è tenuta il 2 febbraio 2017.
Parallelamente al procedimento arbitrale avviato da SE, sia VV sia il National Property Fund (oggi "MH Manazment") hanno avviato procedimenti, attualmente pendenti, dinanzi ai tribunali slovacchi volti ad accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement. Sempre in ambito locale, VV ha intentato diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre a interessi) per il periodo 2006-2015. Infine, in un altro procedimento pendente innanzi il Tribunale di Bratislava, VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre interessi. I procedimenti sono nella fase istruttoria e SE ha chiesto il rigetto delle domande di VV.

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 ("IC") e con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA ("CIS"), un contratto di locazione ultranovennale e un contratto di superficie aventi a oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel CIS e nell'Interporto Campano al fine di realizzare ed esercire un impianto fotovoltaico.
In data 22 aprile 2011, durante la fase di realizzazione del

predetto impianto, si è sviluppato un incendio su uno dei capannoni di proprietà del CIS dove la ditta appaltatrice di EGP, la General Membrane SpA, stava realizzando l'impianto. In data 26 marzo 2012, a lavori di installazione dell'impianto ultimati, si è sviluppato un secondo incendio su un altro dei capannoni di proprietà del CIS.Questi eventi hanno dato luogo a diversi procedimenti e contenziosi tra le parti; tra questi si segnalano due arbitrati.

Il primo, conclusosi con un lodo che ha dichiarato il concorso di colpa di CIS e di EGP nella causazione dei danni e condannato EGP al pagamento in favore di CIS dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento. Per i danni subiti da EGP il collegio arbitrale ha dichiarato la responsabilità dell'impresa appaltatrice alla quale EGP dovrà chiedere il risarcimento (vedi nota successiva su contenzioso con General Membrane). Tale decisione è stata impugnata da entrambe le parti.

Il secondo, avviato nel 2014 da CIS e Interporto Campano nei confronti di EGP per chiedere 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 eccepito preliminarmente l'incompetenza del collegio arbitrale (ha rilevato infatti l'impossibilità di procedere con un unico collegio a fronte di due distinti contratti che prevedono distinte obbligazioni), chiesto il rigetto delle domande attoree e, in via riconvenzionale, la condanna delle attrici al risarcimento dei danni subiti pari a circa 40 milioni di euro.

In data 20 gennaio 2017 EGP, CIS e IC hanno stipulato un accordo transattivo volto alla definizione di ogni reciproca pretesa in relazione ai contenziosi insorti in conseguenza degli incendi sopra richiamati e che hanno coinvolto l'impianto fotovoltaico di EGP e i capannoni del CIS sui quali l'impianto insiste. L'accordo transattivo prevede la rinuncia alle reciproche pretese e, tra l'altro, la riduzione dei canoni di superficie e di locazione rispettivamente per CIS e per IC, nonché il pagamento da parte di EGP a CIS dell'importo di 2,5 milioni di euro e la restituzione a EGP da parte di CIS – a decorrere dal 1° gennaio 2020 – delle somme residue di un anticipo canoni fatto da EGP in occasione del primo incendio a CIS. Con tale accordo transattivo sono stati quindi definiti i due contenziosi avviati da CIS e IC in sede arbitrale con i quali veniva richiesto il risarcimento dei danni e la rimozione dell'impianto fotovoltaico.

A seguito dei due incendi, inoltre, sono stati avviati da parte degli occupanti dei locali sottostanti l'area dell'impianto fotovoltaico una serie di giudizi risarcitori ancillari, reclamando i danni correlati ai due incendi.

Il menzionato accordo transattivo non estingue tali contenziosi ancillari.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

PH Chucas SA ("Chucas") è una società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica SA a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Instituto Costarricence de Electricidad ("ICE") per la realizzazione di un impianto idroelettrico da 50 MW e la vendita dell'energia prodotta dalla centrale allo stesso ICE in base a un contratto build, operation and transfer ("BOT"). Tale schema contrattuale prevede, da parte di Chucas, la costruzione, la gestione dell'impianto per 20 anni e il successivo trasferimento all'ICE dello stesso.

In base al contratto BOT sottoscritto, l'impianto sarebbe dovuto entrare in operazione il 26 settembre 2014. Per diverse ragioni – tra queste, inondazioni, frane, slittamento dei versanti della montagna – il progetto ha subíto un incremento dei costi e ritardi nella realizzazione, con conseguente ritardo nella obbligazione di fornitura di energia. Chucas ha presentato nel 2012 e nel 2013 istanze amministrative all'ICE per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti e di una proroga per l'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto. L'ICE ha rigettato tale istanza nel corso del 2015 e ha anche notificato due multe per circa 9 milioni di dollari statunitensi relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il pagamento delle multe è stato sospeso.

Inoltre, essendo stata respinta dall'ICE l'istanza amministrativa, in conformità a quanto previsto nel contratto BOT, in data 27 maggio 2015 Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. Il procedimento è in corso di svolgimento e si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispet-

to del termine per la conclusione dei lavori) da parte del Consorzio FCC Construcción América SA e FCC Construcción SA ("FCC") – incaricato della realizzazione di alcuni dei lavori dell'impianto idroelettrico – Chucas ha notificato la risoluzione del contratto per inadempimento procedendo anche all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore. Tuttavia, le garanzie non sono state incassate in attesa della risoluzione del procedimento arbitrale istaurato da FCC, in data 27 ottobre 2015, presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi. Nel proprio statement of claim, depositato in data 8 giugno 2016, FCC ha richiesto il pagamento di circa 36 milioni di dollari statunitensi e un'estensione del termine per completare i lavori di circa 200 giorni. Chucas si è costituita nel procedimento con apposita domanda riconvenzionale. Chucas ha depositato il proprio statement of defence in data 7 ottobre 2016 e ha quantificato la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi. L'udienza è stata fissata per la prima settimana di agosto 2017.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whitholding Tax - Ampla

Nel 1998 Ampla Energia e Serviços SA finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivalesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005 Ampla Energia e Serviços SA ha effettuato una scissione che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti.

In data 6 novembre 2012 la Câmara Superior de Recursos Fiscais (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 Declaração*") 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 Justiça").

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2016 è di circa 347 milioni di euro.

Termini versamento ICMS - Ampla

Nel 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha modificato i termini per il versamento dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) da parte dei sostituti di imposta (giorno 10, 20 e 30 di ogni mese - "*Ley Benedicta*"). A causa di problemi di liquidità, Ampla Energia e Serviços SA – da settembre 2002 a febbraio 2005 – ha continuato a pagare l'ICMS in conformità al precedente regime (ovvero il giorno 5 del mese successivo a quello di riferimento). Nonostante il raggiungimento di un accordo informale, l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha emesso un *acta* per il ritardato pagamento dell'ICMS ("*multa de demora*"). Ampla ha presentato ricorso (ultimo grado del giudizio amministrativo) evidenziando che le sanzioni comminate non sarebbero dovute per effetto dell'applicazione di alcuni leggi di amnistia emanate tra il 2004 e il 2006. In data 25 ottobre 2015, Ampla ha depositato la sentenza emessa della Suprema Corte di Brasilia (pubblicata in data 2 ottobre 2015) che ha ritenuto incostituzionale l'anticipo dei termini di versamento dell'ICMS. Conseguentemente, nel 2016 l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha annullato l'azione legale risolvendo, quindi, il giudizio in favore di Ampla.

ICMS - Ampla e Coelce

Gli Stati di Rio de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2014) e alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004 e 2006-2011), contestando la detrazione dell'ICMS relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica. 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 2016 è di circa 71 milioni di euro.

Whitholding Tax - Endesa Brasil

Il 4 novembre 2014 l'Autorità Fiscale Brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando una mancata applicazione di ritenute sul pagamento di presunti maggiori dividendi attribuibili a soggetti non residenti.
In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto della corretta applicazione dei princípi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualificato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.
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 2 dicembre 2014 la Società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo, difendendo il corretto trattamento contabile.
A luglio 2016 si è conclusa a favore dell'Amministrazione Finanziaria la prima istanza. Conseguentemente, Endesa Brasil ha presentato appello in secondo grado amministrativo.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2016 è di circa 75 milioni di euro.

1221

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

Accordo di finanziamento di energie rinnovabili in Brasile

Il 4 gennaio 2017 il Gruppo Enel e la Banca di Sviluppo Brasiliana ("BNDES"), la principale agenzia per il finanziamento dello sviluppo in Brasile, hanno firmato un accordo di finanziamento ventennale per un importo complessivo di circa 373 milioni di real (circa 109 milioni di euro). Il prestito di BNDES coprirà una parte degli investimenti necessari per la costruzione della centrale idroelettrica Apiacás da 102 MW nello Stato del Mato Grosso nella regione centro-occidentale del Brasile. Come previsto dall'accordo di prestito, la prima rata di 293 milioni di real (circa 85 milioni di euro) è stata erogata alla firma dell'accordo, e sarà seguita da una seconda rata da 80 milioni di real (circa 24 milioni di euro) nei primi mesi del 2017, previo adempimento delle condizioni sospensive previste per questo tipo di operazioni. Il prestito ha un tasso di interesse basato sul TJLP (*Taxa de Juros de Longo Prazo*), il tasso di interesse a lungo termine rivisto trimestralmente dalla Banca Centrale del Brasile. Il TJLP è attualmente al 7,5%, e quindi inferiore all'attuale tasso interbancario brasiliano del 13,63%. Il TJLP funge da tasso di riferimento per i prestiti concessi da BNDES alle aziende private i cui progetti sono ritenuti idonei a ricevere finanziamenti federali.

Emissione del primo "green bond"

In data 9 gennaio 2017 Enel Finance International ("EFI") ha collocato con successo sul mercato europeo il suo primo "green bond", destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata da Enel SpA. L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2024 e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2017. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,001% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,137%. La data prevista per il regolamento dell'emissione è il 16 gennaio 2017. Tale green bond è quotato sul mercato regolamentato della Borsa dell'Irlanda e sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo. L'operazione ha raccolto adesioni per un importo di circa 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" ("SRI") che ha permesso al Gruppo Enel di diversificare ulteriormente la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie a medio termine di Enel ed EFI (Programma Euro Medium Term Notes - EMTN) – saranno utilizzati per finanziare i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles 2016" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association. In particolare, rientrano nella categoria degli eligible green projects, a titolo esemplificativo, i progetti di sviluppo, costruzione e repowering di impianti di generazione da fonti rinnovabili, sviluppo di reti di trasmissione e distribuzione, nonché di implementazione di smart grid e smart meter nelle aree geografiche in cui il Gruppo opera.
L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche che ha visto coinvolti, in qualità di joint-bookrunners, Banca IMI, BofA Merrill Lynch, Crédit Agricole CIB, Citi, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, Mizuho Securities, Natixis, SMBC Nikko e UniCredit.

Acquisizione di Demand Energy

L'11 gennaio 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha acquisito una partecipazione del 100% in Demand Energy Networks ("Demand Energy"), società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti. Enel collaborerà con Demand Energy, che si è imposta quale leader sul mercato dello storage di New York City, offrendo soluzioni di valore a clienti commerciali e industriali, per ampliare la distribuzione del sistema di ottimizzazione di rete (Distributed Energy Network Optimization System, DEN.OSTM) della società, una piattaforma software di controllo intelligente che consente l'ottimizzazione in tempo reale della gestione dell'energia, rivoluzionando le modalità di generazione, stoccaggio e consumo.

Accordo di collaborazione con Saudi Electricity Company

In data 11 gennaio 2017 Enel SpA e la utility saudita Saudi Electricity Company ("SEC") hanno siglato un accordo quadro di cooperazione nella distribuzione di energia elettrica, un settore che vedrà le due società lavorare insieme per sviluppare la condivisione di lungo termine di conoscenze strategiche nell'ambito delle ultime tecnologie di rete. In base all'accordo, che ha una durata di tre anni, ma potrà essere esteso se entrambe le parti lo concorderanno, Enel e SEC potenzieranno lo scambio di informazioni, buone pratiche ed esperienze nel settore della distribuzione di energia elettrica. Più in particolare, le due società condivideranno le migliori pratiche e benchmark per portare le prestazioni delle reti di distribuzione in aree come le operation, l'efficienza e la sicurezza a livelli best-in-class, introducendo anche una roadmap tecnologica finalizzata alla digitalizzazione delle reti di distribuzione e a migliorare l'efficienza energetica al servizio dei clienti. Enel e SEC valuteranno inoltre ulteriori aree di collaborazione nel settore della distribuzione di energia elettrica.

Accordo con Dubai Electricity and Water Authority

In data 14 gennaio 2017 Enel SpA e Dubai Electricity and Water Authority ("DEWA"), l'azienda pubblica di servizi infrastrutturali di Dubai, hanno firmato un memorandum d'intesa (MoU) per collaborare in materia di smart grid e digitalizzazione delle reti. In base al memorandum, che ha una durata di tre anni e potrebbe essere esteso previo accordo fra le parti, le due società mirano a costruire rapporti di partnership, per facilitare il raggiungimento di obiettivi strategici comuni e lo scambio di informazioni, esperienze e studi nelle aree di lavoro individuate dal MoU, tra cui le analisi di indicatori chiave di performance nella gestione delle smart grid così come nella digitalizzazione e sicurezza delle reti. Le parti coopereranno in attività di ricerca nelle aree di lavoro del MoU e condivideranno il know-how di Enel nell'automazione della distribuzione, nell'integrazione delle energie rinnovabili, nei contatori intelligenti e smart city, con particolare riferimento al ruolo svolto da Enel nell'ambito di Expo Milano 2015; così come l'esperienza di DEWA nel campo delle smart grid. Le parti valuteranno inoltre opportunità di cooperazione in tecnologie di rete per Expo 2020 Dubai, data l'esperienza di Enel per aver realizzato a Expo 2015 una smart city interamente elettrica e considerato che DEWA contribuisce allo sviluppo delle infrastrutture di rete e le relative tecnologie per Expo 2020 a Dubai.

Accordo con Aton Storage

In data 7 febbraio 2017 Enel SpA e Aton Storage, primaria azienda italiana attiva nello sviluppo e nella produzione di sistemi innovati di storage, hanno firmato un accordo per collaborare in materia di servizi per l'accumulo di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'obiettivo è di arricchire e rafforzare l'offerta al cliente finale con prodotti innovativi, performanti e in grado di contribuire all'efficienza energetica. Le soluzioni per lo storage, infatti, rivestono un ruolo fondamentale per lo sviluppo delle energie rinnovabili e della mobilità elettrica, settori in cui Enel è leader a livello mondiale.
Le batterie sviluppate da Aton sono state inoltre già incluse nelle nuove tecnologie presentate da Enel il 12 novembre 2016 a Marrakech in occasione della Formula E e il 22 novembre 2016 a Londra in occasione del Capital Market Day. Enel inoltre ha incorporato il sistema di storage prodotto da Aton nella produzione dei propri pannelli fotovoltaici.

Partecipazione di Enel Green Power alla costruzione di un ospedale in Uganda

In data 10 febbraio 2017 Enel Green Power ha partecipato al progetto di Emergency e dell'architetto Renzo Piano per la realizzazione dell'ospedale di chirurgia pediatrica a Entebbe, in Uganda, che diventerà il nuovo centro di eccellenza pediatrico in Africa. Il nuovo ospedale, che sarà anche un centro di formazione di giovani medici e infermieri provenienti dall'Uganda e dai Paesi circostanti, darà un forte contributo al miglioramento degli standard di salute dell'area.
Enel Green Power fornirà quindi 2.600 moduli fotovoltaici a film sottile prodotti dalla fabbrica 3Sun di Catania per un totale di 289,24 kWp, permettendo così alla nuova struttura di essere autonoma e sostenibile dal punto di vista energetico.

Enel inclusa per la nona volta negli indici di sostenibilità ECPI

In data 13 febbraio 2017 Enel SpA per la nona volta è stata inclusa negli indici di sostenibilità di ECPI, che valutano le aziende in base alle loro prestazioni ambientali, sociali e di governance.

Il Gruppo Enel è stato incluso in quattro indici ECPI:

> ECPI Global Renewable Energy Equity, che seleziona le 40 imprese con miglior rating in ambito ESG attive nella produzione o commercializzazione di energia da fonti rinnovabili;

> ECPI Global Megatrend Equity, che comprende le imprese meglio posizionate per cogliere le opportunità offerte dai macro-trend gloali a lungo termine;

> ECPI Euro ESG Equity, che comprende le 320 società a miglior capitalizzazione di mercato della eurozona che soddisfano i criteri di ECPI in abito ESG;

> ECPI World ESG Equity, indice di riferimento di imprese dei mercati sviluppati che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG.

Fondamentale per l'inclusione di Enel SpA negli indici ECPI è stato l'approccio strategico di lungo termine, la solidità delle pratiche di gestione operativa e il lavoro positivo nell'affrontare le esigenze sociali e ambientali.

Finalizzato l'acquisto della società di distribuzione brasiliana CELG

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil, controllata di Enel, ha finalizzato l'acquisizione di circa il 94,8% del capitale sociale di Celg Distribuição ("CELG"), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás, per un corrispettivo complessivo di 2,187 miliardi di real brasiliani (circa 640 milioni di dollari statunitensi). La quota restante di CELG verrà offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura che consentirà a Enel Brasil l'acquisto delle azioni non acquisite dai medesimi.

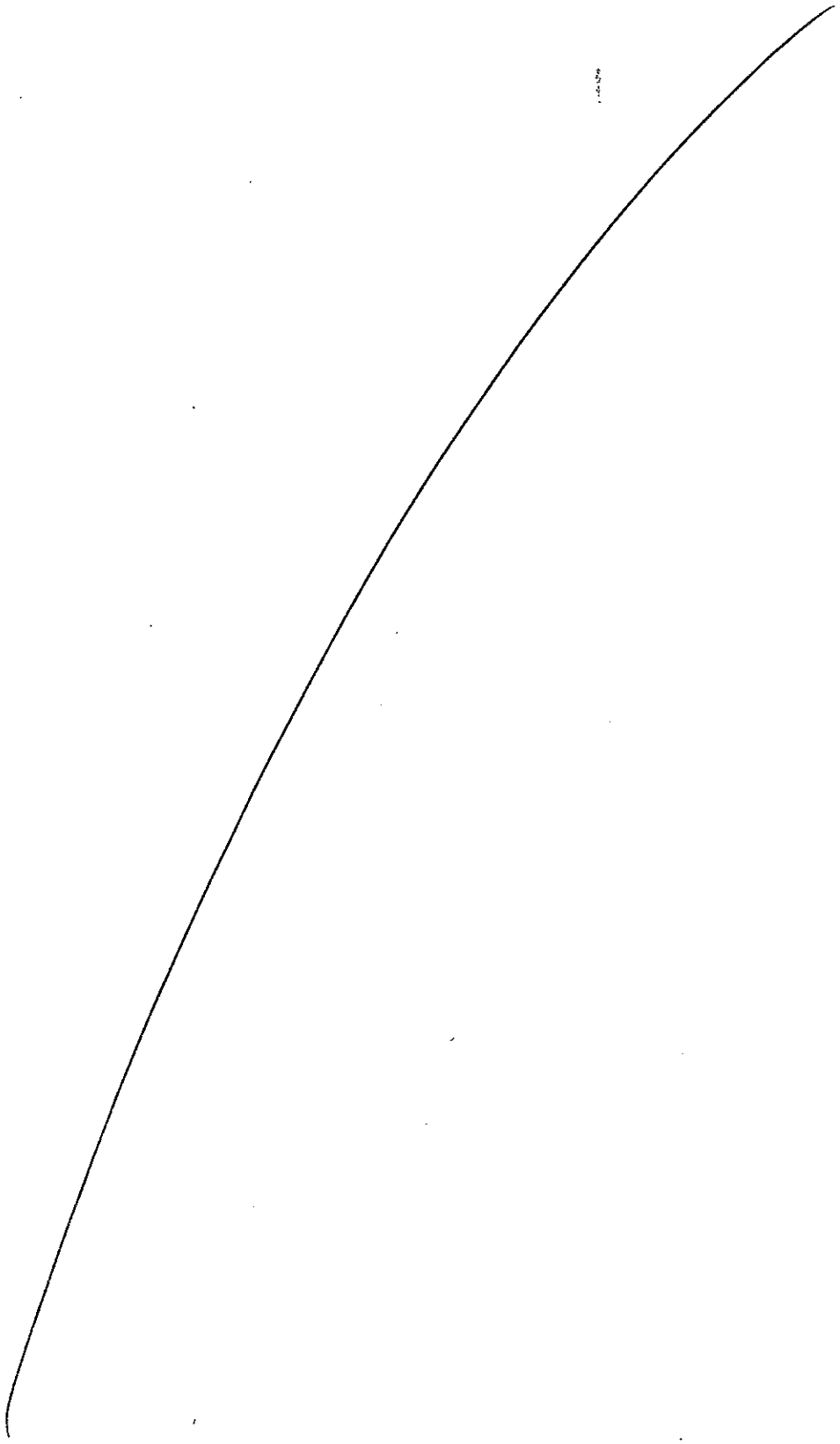
Tale operazione consentirà a Enel di ampliare la propria presenza nel settore della distribuzione brasiliana, incrementandosi in tal modo la base clienti brasiliani di Enel da 7 milioni a 10 milioni e diventando così Enel Brasil la seconda società di distribuzione di energia del Paese.

Enel investe sulle start up green alle Hawaii

In data 28 febbraio 2017 Enel, tramite Enel Green Power North America ("EGPNA"), controllata statunitense per le energie rinnovabili, è diventata global partner e strategic advisor di Energy Excelerator, importante incubatore americano di start up per l'energia pulita con sede alle Hawaii.

Unendosi a Energy Excelerator, organizzazione no profit con la missione di risolvere le sfide dei sistemi energetici mondiali attraverso l'innovazione, Enel avrà accesso al suo portafoglio di start up e contribuirà alla selezione di progetti sostenuti dall'incubatore.

Le Hawaii, caratterizzate da un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili, permetteranno quindi a Enel di espandere la rete di innovazione aprendo l'energia verso nuovi utilizzi, nuove tecnologie e nuove persone.



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 2016, ai sensi dell'art. 154 *bis*, comma 5, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 e dell'art. 81 *ter* del Regolamento CONSOB 14 maggio 1999, n. 11971

1. I sottoscritti Francesco Starace e Alberto De Paoli, nella qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154 *bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
   a. l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche del Gruppo Enel e
   b. l'effettiva applicazione

   delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel nel corso del periodo compreso tra il 1° gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016.

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 2016:
   a. è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti dall'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

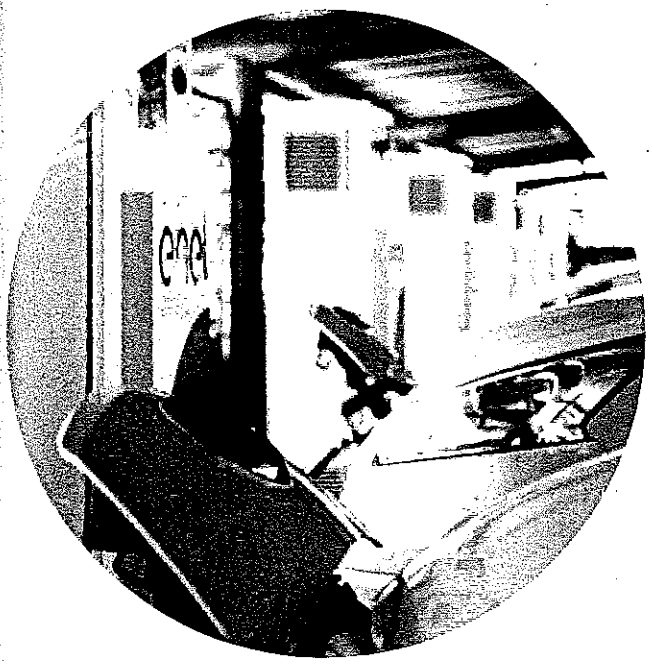
4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2016 e che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

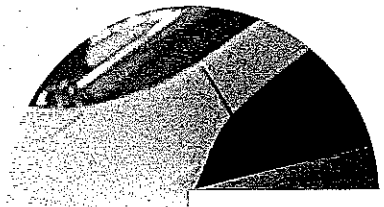
Roma, 16 marzo 2017

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari







Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2016	di cui con parti correlate	2015	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle prestazioni	4.a	196.643.777	*196.280.057*	237.437.374	*237.707.512*
Altri ricavi e proventi	4.b	9.861.498	*9.069.283*	7.705.720	*6.409.403*
	[Subtotale]	**206.505.275**		**245.143.094**	
Costi					
Acquisti di materiali di consumo	5.a	584.840		1.570.962	
Servizi e godimento beni di terzi	5.b	151.952.810	*77.696.819*	199.160.903	*72.721.157*
Costo del personale	5.c	166.399.594		175.679.876	
Ammortamenti e impairment	5.d	448.085.594		327.066.874	
Altri costi operativi	5.e	16.599.951	*108.251*	23.773.659	*272.708*
	[Subtotale]	**783.622.789**		**727.252.274**	
Risultato operativo		**(577.117.514)**		**(482.109.180)**	
Proventi da partecipazioni	6	2.882.499.648	*2.876.316.848*	2.024.387.668	*2.024.387.668*
Proventi finanziari da contratti derivati	7	2.786.671.950	*1.239.467.879*	3.357.787.018	*499.950.787*
Altri proventi finanziari	8	556.019.345	*146.646.523*	177.252.784	*160.415.399*
Oneri finanziari da contratti derivati	7	3.126.763.778	*466.545.748*	3.024.073.367	*2.248.211.467*
Altri oneri finanziari	8	979.163.840	*54.073.673*	1.243.796.482	*1.353.550*
	[Subtotale]	**2.119.263.325**		**1.291.557.621**	
Risultato prima delle imposte		**1.542.145.811**		**809.448.441**	
Imposte	9	(177.792.922)		(201.206.058)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**1.719.938.733**		**1.010.654.499**	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2016	2015
Utile dell'esercizio		**1.719.938.733**	**1.010.654.499**
Altre componenti di Conto economico complessivo riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi (al netto delle imposte)			
Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari		(98.254.561)	55.191.519
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**(98.254.561)**	**55.191.519**
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici ai dipendenti		(11.273.042)	(6.262.322)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**(11.273.042)**	**(6.262.322)**
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	**(109.527.603)**	**48.929.197**
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		**1.610.411.130**	**1.059.583.696**

1231

Stato patrimoniale

Euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	10	8.859.467		7.318.430	
Attività immateriali	11	18.440.490		13.979.194	
Attività per imposte anticipate	12	370.298.399		372.601.084	
Partecipazioni	13	42.793.374.282		38.984.404.315	
Derivati	14	2.469.135.121	*953.412.489*	2.590.475.105	*317.479.879*
Altre attività finanziarie non correnti	15	52.883.343	*26.612.507*	107.178.537	*71.448.713*
Altre attività non correnti	16	186.999.080	*153.765.974*	409.088.037	*164.342.076*
	[Totale]	**45.899.990.182**		**42.485.044.702**	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	255.046.164	*247.815.639*	283.402.770	*277.741.015*
Crediti per imposte sul reddito	18	212.324.448		319.245.633	
Derivati	14	480.063.926	*18.842.181*	298.808.858	*25.645.428*
Altre attività finanziarie correnti	19	4.220.574.127	*3.047.741.908*	3.402.558.948	*3.130.256.153*
Altre attività correnti	20	298.790.729	*260.724.520*	459.912.939	*421.632.813*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	3.037.878.236		5.925.363.202	
	[Totale]	**8.504.677.630**		**10.689.292.350**	
TOTALE ATTIVITÀ		**54.404.667.812**		**53.174.337.052**	

Euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto					
Capitale sociale		10.166.679.946		9.403.357.795	
Altre riserve		11.409.583.162		9.162.506.050	
Utili/(Perdite) accumulati		4.534.347.074		5.303.025.796	
Utile dell'esercizio [1]		804.937.538		1.010.654.499	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	**26.915.547.720**		**24.879.544.140**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	13.664.164.147	*1.200.000.000*	14.502.714.348	
Benefici ai dipendenti	24	285.581.064		290.995.396	
Fondi rischi e oneri	25	67.712.242		53.892.853	
Passività per imposte differite	12	246.395.098		290.738.493	
Derivati	14	3.082.463.484	*746.835.995*	2.716.865.899	*1.364.781.681*
Altre passività non correnti	26	35.665.460	*33.077.332*	243.205.378	*242.742.934*
	[Subtotale]	**17.381.981.495**		**18.098.412.367**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	6.184.078.839	*4.267.908.087*	4.914.568.035	*3.243.027.360*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	973.290.366		3.061.764.326	
Debiti commerciali	27	149.913.241	*68.088.313*	164.019.523	*59.244.803*
Derivati	14	555.974.838	*464.162.608*	366.838.872	*275.854.022*
Altre passività finanziarie correnti	28	549.580.628	*81.565.385*	642.802.743	*83.534.943*
Altre passività correnti	30	1.694.300.685	*543.742.274*	1.046.387.046	*354.456.409*
	[Subtotale]	**10.107.138.597**		**10.196.380.545**	
TOTALE PASSIVITÀ		**27.489.120.092**		**28.294.792.912**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**54.404.667.812**		**53.174.337.052**	

(1) Per l'esercizio 2016, l'utile dell'esercizio (pari a 1.720 milioni di euro) è esposto al netto dell'acconto sul dividendo pari a 915 milioni di euro.

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro	Capitale sociale e riserve (Nota 22)			
	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale	Riserve *ex lege* n. 292/1993
Al 1° gennaio 2015	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Altri movimenti	-	-	-	-
Riparto utile 2014:				
- distribuzione dividendi	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:				
- utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-
- utile dell'esercizio	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2015	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Al 1° gennaio 2016	**9.403.357.795**	**5.292.076.658**	**1.880.671.559**	**2.215.444.500**
Altri movimenti	-	-	-	-
Riparto utile 2015:				
- distribuzione dividendi	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	152.664.429	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-
Aumento di capitale	763.322.151	2.203.939.405	-	-
Acconto dividendo 2016 [1]	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:				
- utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-
- utile dell'esercizio	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2016	**10.166.679.946**	**7.496.016.063**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017.

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**
68.243.876	**(9.668.380)**	**(333.191.360)**	**6.061.293.373**	**558.202.514**	**25.136.430.535**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	(846.302.202)	(470.167.889)	**(1.316.470.091)**
-	-	-	-	-	-
-	-	-	88.034.625	(88.034.625)	-
-	(6.262.322)	55.191.519	-	-	**48.929.197**
-	-	-	-	1.010.654.499	**1.010.654.499**
68.243.876	**(15.930.702)**	**(277.999.841)**	**5.303.025.796**	**1.010.654.499**	**24.879.544.140**
68.243.876	**(15.930.702)**	**(277.999.841)**	**5.303.025.796**	**1.010.654.499**	**24.879.544.140**
881	-	-	-	-	**881**
-	-	-	(813.334.396)	(813.334.396)	**(1.626.668.792)**
-	-	-	-	(152.664.429)	-
-	-	-	44.655.674	(44.655.674)	-
-	-	-	-	-	**2.967.261.556**
-	-	-	-	(915.001.195)	**(915.001.195)**
-	(11.273.042)	(98.254.561)	-	-	**(109.527.603)**
-	-	-	-	1.719.938.733	**1.719.938.733**
68.244.757	**(27.203.744)**	**(376.254.402)**	**4.534.347.074**	**804.937.538**	**26.915.547.720**

Rendiconto finanziario

Euro	Note	2016		2015	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato prima delle imposte		**1.542.145.811**		**809.448.441**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment di attività materiali e immateriali	5.d	16.085.594		12.603.102	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		(353.311.142)		274.383.043	
Accantonamenti ai fondi		23.768.717		49.937.771	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	6	(2.882.499.648)	*(2.876.316.848)*	(2.024.387.668)	*(2.024.387.668)*
(Proventi)/Oneri finanziari netti		1.122.415.365	*(865.494.981)*	452.404.251	*1.589.198.831*
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		432.000.000		314.602.481	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		**(99.395.303)**		**(111.008.579)**	
Incremento/(Decremento) fondi		(15.363.660)		(28.744.537)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	28.356.606	*29.925.376*	(151.458.645)	*(150.839.951)*
(Incremento)/Decremento di altre attività/passività		1.404.233.678	*(522.698.024)*	402.341.325	*(414.927.710)*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	(14.106.282)	*8.843.510*	25.246.436	*4.713.798*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.047.226.510	*541.234.816*	1.778.925.604	*827.993.050*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.806.973.424)	*(365.049.730)*	(2.528.964.520)	*(764.118.403)*
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	6	2.882.499.648	*2.876.316.848*	2.024.387.668	*2.024.387.668*
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(915.300.136)		(348.876.817)	
Cash flow da attività operativa (a)		**2.511.177.637**		**1.061.847.935**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(22.087.927)	*(22.158.868)*	(14.699.685)	*(14.419.589)*
Investimenti in partecipazioni	13	(386.599.202)	*(386.599.202)*	(546.800.000)	*(546.800.000)*
Cessioni di partecipazioni	13	-		1.861.291	*1.861.291*
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento (b)		**(408.687.129)**		**(559.638.394)**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	50.000.000		-	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(3.847.804.205)		(2.394.106.607)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		1.803.737.509	*44.836.206*	(346.634.658)	*45.540.653*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		(1.358.393.143)	*1.409.771.529*	2.508.323.348	*(15.837.605)*
Dividendi pagati	22	(1.626.668.107)		(1.316.470.887)	
Aumento di capitale e riserve	22	(10.847.528)		-	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		**(4.989.975.474)**		**(1.548.888.804)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**(2.887.484.966)**		**(1.046.679.263)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	21	5.925.363.202		6.972.042.465	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	21	**3.037.878.236**		**5.925.363.202**	

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 e 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 Termoelettrica Globale;
  - Energie Rinnovabili 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 sopperisce ai fabbisogni di liquidità principalmente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Enel SpA, in qualità di Capogruppo, ha predisposto il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016, parte integrante della presente Relazione finanziaria annuale di cui all'art. 154 *ter*, comma 1, Testo Unico della Finanza (decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58).

Gli Amministratori in data 16 marzo 2017 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016.

Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di EY SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 è stato predisposto in conformità ai princípi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i princípi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente Bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio di esercizio è costituito dal Conto economico, dal Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione, qualora presenti, delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse 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 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è

1237

prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.
Il Conto economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle eventuali discontinued operations.
Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations.
Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo "Princípi contabili e criteri di valutazione" del Bilancio consolidato.
Il Bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio consolidato.
La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'euro, valuta funzionale della Società, e i valori riportati nelle Note di commento sono espressi in milioni di euro, salvo quando diversamente indicato.
Il Bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2

Princípi contabili e criteri di valutazione

I princípi contabili e i criteri di valutazione adottati per la redazione del Bilancio di esercizio sono gli stessi, ove applicabili, adottati per la redazione del Bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per le partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture.
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.
Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui Enel SpA 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.
Le partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.
Nel caso in cui la perdita di pertinenza di Enel SpA ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.
In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione a una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del patrimonio netto.

I dividendi da partecipazioni sono rilevati a Conto economico quando è stabilito il diritto degli azionisti a ricevere il pagamento.
I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

1238

3

Princípi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai princípi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel Bilancio consolidato.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

4.a Ricavi delle prestazioni - *Euro 197 milioni*

I ricavi delle prestazioni sono composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Prestazioni di servizi			
Società del Gruppo	197	237	(40)
Terzi	-	-	-
Totale ricavi delle prestazioni	**197**	**237**	**(40)**

I ricavi per "Prestazioni di servizi", pari a 197 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 presentano un decremento rispetto all'esercizio precedente pari a 40 milioni di euro, dovuto principalmente alla riduzione, pari a 69 milioni di euro, dei ricavi connessi all'attività di comunicazione, conseguente alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo che ha previsto lo spostamento di una parte delle attività di comunicazione dalla Holding alle Country. Parziale compensazione è intervenuta per l'incremento, pari a 30 milioni di euro, dei ricavi per management fee e technical fee conseguentemente alle maggiori attività svolte nei confronti delle partecipate estere.

I ricavi delle prestazioni possono essere suddivisi per area geografica come di seguito:

- 129 milioni di euro in Italia (179 milioni di euro nel 2015);
- 46 milioni di euro in Europa - Paesi UE (30 milioni di euro nel 2015);
- 13 milioni di euro in Europa - Paesi extra UE (8 milioni di euro nel 2015);
- 9 milioni di euro in altri Paesi (20 milioni di euro nel 2015).

4.b Altri ricavi e proventi - *Euro 10 milioni*

Gli altri ricavi e proventi, pari a 10 milioni di euro nel 2016, si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia in quello a raffronto, al personale in distacco e risultano in aumento di 2 milioni di euro (8 milioni di euro nel 2015).

1239

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 152 milioni*

I costi per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi sono ripartiti come di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Costi per servizi	135	182	(47)
Costi per godimento beni di terzi	17	17	-
Totale servizi e godimento beni di terzi	**152**	**199**	**(47)**

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 135 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 73 milioni di euro (124 milioni di euro nel 2015) e da società del Gruppo per 62 milioni di euro (57 milioni di euro nel 2015). In particolare, il decremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 51 milioni di euro, è da ricondursi principalmente alla diminuzione sia delle spese di pubblicità, propaganda e stampa (37 milioni di euro), sia dei costi connessi all'organizzazione di eventi, conseguente alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo, che ha previsto lo spostamento di una parte delle attività di comunicazione dalla Holding alle Country.
I costi per servizi resi da società del Gruppo, registrano una variazione in aumento di 4 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.
I "Costi per godimento beni di terzi" sono rappresentati principalmente da costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Italia Srl e risultano sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio a raffronto.

5.c Costo del personale - *Euro 166 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	Note	**2016**	2015	2016-2015
Salari e stipendi		108	97	11
Oneri sociali		35	30	5
Benefici successivi al rapporto di lavoro	24	7	(4)	11
Altri benefici a lungo termine	24	14	11	3
Altri costi e altri piani di incentivazione	25	2	42	(40)
Totale costo del personale		**166**	**176**	**(10)**

Il costo del personale, pari a 166 milioni di euro, presenta un decremento di 10 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015, da imputare prevalentemente alla diminuzione, pari a 40 milioni di euro, della voce "Altri costi e altri piani di incentivazione" dovuta essenzialmente alla mancata sottoscrizione di nuovi accordi per le uscite incentivate (36 milioni di euro). Tale variazione positiva è stata parzialmente compensata sia dall'incremento, pari a 11 milioni di euro, dei costi relativi alla voce "Benefici successivi al rapporto di lavoro" che avevano risentito, nell'esercizio 2015, del rilascio del fondo "controvalore sconto energia" (10 milioni di euro), sia dall'aumento, complessivamente pari a 16 milioni di euro, dei salari e stipendi e dei relativi oneri sociali da riferire sostanzialmente alle maggiori consistenze del personale.

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 6 milioni di euro per l'esercizio 2016 e risulta incrementato di 1 milione di euro rispetto all'esercizio 2015 per effetto dell'aumento della consistenza del personale.
Nel prospetto che segue sono evidenziate la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2016.

	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2016	2015	2016-2015	**al 31.12.2016**
Dirigenti	256	212	44	253
Quadri	580	549	31	579
Impiegati	335	337	(2)	338
Totale	**1.171**	**1.098**	**73**	**1.170**

5.d Ammortamenti e impairment - *Euro 448 milioni*

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Ammortamenti delle attività materiali	4	3	1
Ammortamenti delle attività immateriali	12	9	3
Impairment	474	315	159
Ripristini di valore	42	-	42
Totale ammortamenti e impairment	**448**	**327**	**121**

La voce "Ammortamenti e impairment", pari complessivamente a 448 milioni di euro (327 milioni di euro nel 2015), rileva un incremento di 121 milioni di euro rispetto all'esercizio a raffronto. In particolare, gli ammortamenti, pari a 16 milioni di euro, riferiti alle attività materiali per 4 milioni di euro e alle attività immateriali per 12 milioni di euro, presentano un aumento complessivo di 4 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferirsi sostanzialmente alla maggiore consistenza media dei diritti di brevetto industriale e delle opere di ingegno a seguito degli investimenti e passaggi in esercizio effettuati nel secondo semestre del 2015.
Nel 2016 la voce "Impairment" risulta pari a 474 milioni di euro ed è riferita alla rettifica di valore rilevata sulla partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA conseguentemente all'aggiustamento del prezzo di vendita della partecipazione in Slovenské elektrárne. Nell'esercizio precedente tale voce, pari a 315 milioni di euro, accoglieva 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).
Nell'esercizio in corso, la voce "Ripristini di valore" pari a 42 milioni di euro accoglie esclusivamente l'adeguamento positivo del valore della partecipazione in Enel Trade SpA, riferibile essenzialmente al miglioramento rispetto al 2015 degli scenari energetici per le commodity manifestatosi soprattutto negli ultimi mesi dell'anno.
Per dettagli sui criteri adottati per la determinazione di tali perdite e ripristini di valore si rinvia alla successiva Nota 13.

5.e Altri costi operativi - *Euro 17 milioni*

Gli altri costi operativi, complessivamente pari a 17 milioni di euro, rilevano, rispetto all'esercizio precedente, un decremento di 7 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente sia ai minori contributi e quote associative versate nell'esercizio in corso per 4 milioni di euro, sia all'aggiornamento di stima sulle posizioni sorte in esercizi precedenti relativamente al fondo contenzioso legale, effettuato in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni, che ha determinato rilasci netti per 2 milioni di euro.

1241

Il **risultato operativo**, negativo per 577 milioni di euro, presenta, rispetto all'esercizio a raffronto, un peggioramento di 95 milioni di euro da ricondurre sostanzialmente all'effetto congiunto della rilevazione nell'esercizio 2016 di maggiori perdite di valore su partecipazioni per 159 milioni di euro e di minori costi, registrati nel 2016, per i servizi e godimento beni di terzi e per il costo del personale complessivamente pari a 57 milioni di euro.

6. Proventi da partecipazioni - *Euro 2.882 milioni*

I proventi da partecipazioni, pari a 2.882 milioni di euro, interamente incassati nel corso del 2016, si riferiscono ai dividendi deliberati dalle assemblee degli azionisti delle società controllate, collegate e in altre imprese (2.532 milioni di euro) e al dividendo straordinario erogato, nel mese di settembre 2016, da Enel Iberoamérica SL (350 milioni di euro).

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Dividendi da imprese controllate e collegate	**2.876**	**2.023**	**853**
Enel Produzione SpA	304	-	304
e-distribuzione SpA	1.610	1.245	365
Enel.Factor SpA	3	-	3
Enel Italia Srl	-	9	(9)
Enel Energia SpA	358	159	199
Enel Green Power SpA	50	109	(59)
Enel Iberoamérica SL	550	500	50
CESI SpA	1	1	-
Dividendi da altre imprese	**6**	**1**	**5**
Emittenti Titoli SpA	6	1	5
Totale proventi da partecipazioni	**2.882**	**2.024**	**858**

7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro (340) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Proventi finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**2.515**	**2.813**	**(298)**
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.515	2.813	(298)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**272**	**545**	**(273)**
- proventi da derivati di fair value hedge	32	33	(1)
- proventi da derivati di cash flow hedge	158	435	(277)
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	82	77	5
Totale proventi finanziari da derivati	**2.787**	**3.358**	**(571)**
Oneri finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**2.520**	**2.824**	**(304)**
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.520	2.824	(304)
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**607**	**200**	**407**
- oneri da derivati di fair value hedge	27	27	-
- oneri da derivati di cash flow hedge	497	102	395
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	83	71	12
Totale oneri finanziari da derivati	**3.127**	**3.024**	**103**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	**(340)**	**334**	**(674)**

Gli oneri finanziari netti da contratti derivati ammontano a 340 milioni di euro (proventi finanziari netti per 334 milioni di euro nel 2015) e riflettono essenzialmente gli oneri finanziari netti da strumenti finanziari derivati posti in essere nell'interesse di Enel SpA.
La variazione, rispetto a quanto rilevato nel precedente esercizio, è negativa per 674 milioni di euro ed è determinata essenzialmente dall'incremento degli oneri finanziari netti su derivati di cash flow hedge (672 milioni di euro), stipulati tutti nell'interesse di Enel SpA, sia su tassi di interesse sia su tassi di cambio.

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 31 "Strumenti finanziari" e alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

8. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (423) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro			
	2016	2015	2016-2015
Altri proventi finanziari			
Interessi attivi			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	4	5	(1)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	42	65	(23)
Totale	**46**	**70**	**(24)**
Differenze positive di cambio	398	5	393
Proventi FVH - adeguamento posta coperta	8	4	4
Altro	104	98	6
Totale altri proventi finanziari	**556**	**177**	**379**
Altri oneri finanziari			
Interessi passivi			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	32	25	7
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	840	930	(90)
Interessi passivi su altri finanziamenti	54	1	53
Totale	**926**	**956**	**(30)**
Differenze negative di cambio	44	279	(235)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	6	6	-
Altro	3	2	1
Totale altri oneri finanziari	**979**	**1.243**	**(264)**
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(423)**	**(1.066)**	**643**

Gli altri oneri finanziari netti, pari a 423 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario pari a 926 milioni di euro, parzialmente compensati da differenze positive di cambio per 398 milioni di euro, nonché da altri proventi finanziari su garanzie prestate a favore di società del Gruppo per 94 milioni di euro. Il decremento degli altri oneri finanziari netti, complessivamente pari a 643 milioni di euro, rispetto al 2015, è stato determinato principalmente dall'effetto combinato dell'incremento, pari a 393 milioni di euro, delle differenze positive di cambio e del decremento, pari a 235 milioni di euro, delle differenze negative di cambio, entrambe su finanziamenti in valuta coperti che hanno risentito dell'andamento positivo delle quotazioni dell'euro sia sul dollaro sia sulla sterlina.

9. Imposte - *Euro (178) milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015
Imposte correnti	(184)	(197)	13
Imposte anticipate	6	(2)	8
Imposte differite	-	(2)	2
Totale imposte	**(178)**	**(201)**	**23**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2016 risultano complessivamente positive per 178 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).

Rispetto al precedente esercizio (imposte positive per 201 milioni di euro), la variazione negativa di 23 milioni di euro è sostanzialmente riconducibile a partite non ricorrenti.

Nella tabella che segue viene rappresentata la riconciliazione dell'aliquota fiscale teorica con quella effettiva.

Milioni di euro

	2016	Incidenza %	2015	Incidenza %
Risultato *ante* imposte	1.542		810	
Imposte teoriche IRES (27,5%)	**424**	**27,5%**	**223**	**27,5%**
Minori imposte:				
- dividendi da partecipazione	(753)	-48,8%	(529)	-65,3%
- utilizzo fondi	(13)	-0,8%	(10)	-1,2%
- altre	(7)	-0,5%	(11)	-1,4%
Maggiori imposte:				
- svalutazioni/(rivalutazioni) dell'esercizio	119	7,7%	86	10,6%
- accantonamento ai fondi	7	0,5%	17	2,1%
- sopravvenienze passive	3	0,2%	2	0,2%
- altre	25	1,6%	32	4,0%
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	**(195)**	**-12,6%**	**(190)**	**-23,5%**
IRAP	-	-	-	-
Differenza su stime imposte anni precedenti	**11**	**0,7%**	**(7)**	**-0,9%**
Totale fiscalità differita	**6**	**0,4%**	**(4)**	**-0,5%**
- di cui effetto variazione aliquota	*1*		*7*	
- di cui movimenti dell'anno	*5*		*(11)*	
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**(178)**	**-11,5%**	**(201)**	**-24,8%**

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

10. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 9 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2015 e 2016 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	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**
Investimenti	-	-	-	-	1	5	**6**
Ammortamenti	-	-	-	-	(1)	(3)	**(4)**
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**2**	**2**
Costo storico	1	3	3	5	20	40	**72**
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(19)	(34)	**(63)**
Consistenza al 31.12.2016	**1**	**1**	**-**	**-**	**1**	**6**	**9**

Gli immobili, impianti e macchinari risultano complessivamente pari a 9 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un incremento di 2 milioni di euro da riferirsi al saldo netto positivo tra gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio 2016 (6 milioni di euro) e gli ammortamenti rilevati nel medesimo periodo (4 milioni di euro). Gli investimenti relativi alla voce "Migliorie su immobili di terzi" sono attinenti a lavori di ristrutturazione e riqualificazione di alcuni edifici in cui ha sede Enel SpA.

11. Attività immateriali - *Euro 18 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 31.12.2014	**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**
Investimenti	9	7	**16**
Passaggi in esercizio	-	-	**-**
Ammortamenti	(12)	-	**(12)**
Totale variazioni	**(3)**	**7**	**4**
Consistenza al 31.12.2016	**11**	**7**	**18**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno", pari a 11 milioni di euro al 31 dicembre 2016, 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 decrementato di 3 milioni di euro a seguito essenzialmente degli ammortamenti pari a 12 milioni di euro, in parte compensati dagli investimenti dell'anno pari a 9 milioni di euro. Gli investimenti hanno riguardano principalmente i sistemi software per la gestione della reportistica global e consolidata, del rischio e delle attività di finanza accentrata.

Le "Altre attività immateriali in corso" al 31 dicembre 2016 sono pari a 7 milioni di euro e relative essenzialmente al progetto Evolution for Energy (E4E), lanciato a livello globale per armonizzare e integrare processi e sistemi a supporto delle Global Business Line e delle Funzioni Amministrazione, Finanza, Controllo e Global Procurement (3 milioni di euro), al progetto New PRIMO (1 milione di euro), nonché ad altri progetti connessi all'evolutiva software di altri sistemi già in essere.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 370 milioni ed euro 246 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 31.12.2015	Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	Altri movimenti	**al 31.12.2016**
	Totale				**Totale**
Attività per imposte anticipate					
Natura delle differenze temporanee:					
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	8	(1)	-	(1)	6
- strumenti finanziari derivati	301	-	(2)	-	299
- costi aumento capitale	-	-	2	-	2
- altre partite	64	(5)	3	1	63
Totale attività per imposte anticipate	**373**	**(6)**	**3**	-	**370**
Passività per imposte differite					
Natura delle differenze temporanee:					
- valutazione strumenti finanziari	284	-	(45)	-	239
- altre partite	7	-	-	-	7
Totale passività per imposte differite	**291**	**-**	**(45)**	-	**246**
Attività per imposte anticipate su IRES risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**136**				**169**
Passività per imposte differite su IRAP risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**(54)**				**(45)**

Le Attività per imposte anticipate ammontano a 370 milioni di euro (373 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e presentano un decremento di 3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi alla riduzione per 6 milioni di euro, con imputazione a Conto economico, delle imposte anticipate connesse sia ad accantonamenti per rischi e perdite di valore sia ad altre partite, nonché, per 3 milioni di euro, alle maggiori imposte anticipate con imputazione a patrimonio netto che comprendono, per 2 milioni di euro, lo stanziamento di imposta effettuato sui costi di transazione sostenuti dalla Società nel corso del 2016 a seguito dell'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA, che ha determinato un aumento del capitale della Capogruppo di 763 milioni di euro.

Le Passività per imposte differite sono pari a 246 milioni di euro (291 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e registrano un decremento di 45 milioni di euro, dovuto alla rilevazione delle imposte differite relative alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari di cash flow hedge.

Il valore delle imposte anticipate e differite è stato determinato applicando l'aliquota del 24% per l'IRES. L'IRAP è stata applicata sulle sole imposte differite con l'aliquota del 5,57% (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 42.793 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	Acquisizioni/ (Cessioni)/ (Liquidazioni)/ (Rimborsi)
					al 31.12.2015		
A) Imprese controllate							
Enel Produzione SpA	4.892	(512)	4	4.384	100,0	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	86	(84)	1	3	100,0	-	-
e-distribuzione SpA	4.054	-	2	4.056	100,0	-	-
Enel Servizio Elettrico SpA	110	-	-	110	100,0	-	-
Enel Trade SpA	1.401	(250)	1	1.152	100,0	-	-
Enel Green Power SpA	3.640	-	2	3.642	68,3	-	3.881
Enel Green Power International BV	-	-	-	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0	-	-
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100,0	-	-
OpEn Fiber SpA	5	-	-	5	100,0	360	-
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100,0	-	-
Enel Iberoamérica SL	18.300	-	-	18.300	100,0	-	-
Enel.Factor SpA	18	-	-	18	100,0	-	-
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100,0	-	-
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100,0	-	-
Enel.NewHydro Srl	70	(54)	-	16	100,0	-	-
Enel Finance International NV	1.414	-	-	1.414	100,0	-	-
Totale controllate	**44.528**	**(5.581)**	**13**	**38.960**		**360**	**3.881**
B) Imprese a controllo congiunto							
OpEn Fiber SpA	-	-	-	-	-	-	-
Totale controllo congiunto	**-**	**-**	**-**	**-**		**-**	**-**
C) Imprese collegate							
CESI SpA	23	-	-	23	42,7	-	-
Totale collegate	**23**	**-**	**-**	**23**		**-**	**-**
D) Altre imprese							
Elcogas SA	5	(5)	-	-	4,3	-	-
Emittenti Titoli SpA	1	-	-	1	10,0	-	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1,0	-	-
Totale altre imprese	**6**	**(5)**	**-**	**1**		**-**	**-**
TOTALE PARTECIPAZIONI	**44.557**	**(5.586)**	**13**	**38.984**		**360**	**3.881**

Costituzioni/ Conferimenti (+/-)/ Fusioni (+/-)/ Scissioni (+/-)	Rettifiche di valore	Riclassifica	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso %
Movimenti del 2016								**al 31.12.2016**
-	(474)	-	(474)	4.892	(986)	4	3.910	100,0
-	-	-	-	86	(84)	1	3	100,0
-	-	-	-	4.054	-	2	4.056	100,0
-	-	-	-	110	-	-	110	100,0
-	42	-	42	1.401	(208)	1	1.194	100,0
(983)	-	-	2.898	6.538	-	2	6.540	100,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0
-	-	-	-	189	(159)	-	30	100,0
-	-	(365)	(5)	-	-	-	-	-
-	-	-	-	1.321	(8)	-	1.313	100,0
-	-	-	-	18.300	-	-	18.300	100,0
-	-	-	-	18	-	-	18	100,0
-	-	-	-	5	-	-	5	100,0
-	-	-	-	525	(41)	3	487	100,0
-	-	-	-	70	(54)	-	16	100,0
983	-	-	983	2.397	-	-	2.397	100,0
-	**(432)**	**(365)**	**3.444**	**48.404**	**(6.013)**	**13**	**42.404**	
-	-	365	365	365	-	-	365	50,0
-	**-**	**365**	**365**	**365**	**-**	**-**	**365**	
-	-	-	-	23	-	-	23	42,7
-	**-**	**-**	**-**	**23**	**-**	**-**	**23**	
-	-	-	-	5	(5)	-	-	4,3
-	-	-	-	1	-	-	1	10,0
-	-	-	-	-	-	-	-	1,0
-	**-**	**-**	**-**	**6**	**(5)**	**-**	**1**	
-	**(432)**	**-**	**3.809**	**48.798**	**(6.018)**	**13**	**42.793**	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2016.

Milioni di euro	
Incrementi	
Scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP SpA") in favore di Enel SpA - Acquisizione della quota di EGP SpA (31,7%) di proprietà di terzi	3.881
Scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA - Assegnazione della partecipazione totalitaria in Enel Green Power International BV	5.475
Scissione da Enel Green Power International BV di attività e passività in favore di Enel Finance International NV	983
Fusione transfrontaliera di Enel Green Power International BV in Enel Green Power SpA	4.492
Ricapitalizzazione di OpEn Fiber SpA (già Enel OpEn Fiber SpA)	120
Apporto in conto capitale a favore di OpEn Fiber SpA	236
Capitalizzazione oneri accessori sulla partecipazione detenuta in OpEn Fiber SpA	4
Riclassifica della partecipazione detenuta in OpEn Fiber da "impresa controllata" a "impresa a controllo congiunto"	365
Ripristino del valore della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA	42
Totale incrementi	**15.598**
Decrementi	
Scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA - Riduzione del valore della partecipazione in Enel Green Power SpA	(5.475)
Scissione da Enel Green Power International BV di attività e passività in favore di Enel Finance International NV	(983)
Fusione transfrontaliera di Enel Green Power International BV in Enel Green Power SpA	(4.492)
Riclassifica della partecipazione detenuta in OpEn Fiber da "impresa controllata" a "impresa a controllo congiunto"	(365)
Svalutazione della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA	(474)
Totale decrementi	**(11.789)**
SALDO MOVIMENTI	**3.809**

Nel corso dell'esercizio 2016 il valore delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e in altre imprese ha registrato un incremento di 3.809 milioni di euro a seguito:

> della scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA avente efficacia dall'ultimo istante del 31 marzo 2016 e che ha determinato:
- l'acquisizione da parte di Enel SpA della quota di Enel Green Power SpA di proprietà di terzi. A valle di tale operazione la Capogruppo Enel è divenuta l'unico socio di Enel Green Power SpA;
- l'assegnazione a Enel SpA della partecipazione totalitaria nella società di diritto olandese Enel Green Power International BV e il conseguente adeguamento del valore della partecipazione in Enel Green Power SpA sulla base della ripartizione tra attività estere e italiane così come previsto nel documento di scissione;

> della scissione, nel mese di ottobre 2016, da Enel Green Power International BV di attività e passività, per un valore netto di 983 milioni di euro, in favore di Enel Finance International NV;

> della fusione transfrontaliera, nel mese di ottobre 2016, di Enel Green Power International BV in Enel Green Power SpA con conseguente acquisizione da parte di quest'ultima di tutti gli elementi dell'attivo e del passivo, dei diritti e degli obblighi della società incorporata a titolo di successione universale. L'operazione di fusione ha inoltre determinato l'estinzione senza liquidazione di Enel Green Power International BV;

> dell'aumento di capitale, in data 7 luglio 2016, della controllata Enel OpEn Fiber SpA (rinominata OpEn Fiber SpA a far data dal 1° dicembre 2016) mediante versamento, sul conto corrente intersocietario, di un importo pari a 120 milioni di euro. Successivamente, così come previsto dall'Accordo Quadro di Investimento sottoscritto, in data 10 ottobre 2016, da Enel SpA, Enel OpEn Fiber SpA, CDP Equity SpA, FSI Investimenti SpA, F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture SGR SpA e Metroweb Italia SpA, è stato riservato, nel mese di dicembre 2016, un aumento di capitale a CDP Equity SpA per un importo pari a 125 milioni di euro. Al fine di consentire una capitalizzazione di OpEn Fiber SpA, in pari misura, da parte di Enel SpA e CDP Equity SpA, nonché dotare la società delle necessarie risorse finanziarie per l'acquisizione dell'intero capitale di Metroweb Italia SpA, sempre nello stesso mese, Enel SpA ha proceduto, per la parte di propria spettanza, a un versamento in conto capitale pari a 236 milioni di euro.

In data 20 dicembre 2016 OpEn Fiber SpA ha perfezionato l'acquisizione dell'intero capitale di Metroweb Italia SpA da F2i Fondi Italiani per le Infrastrutture SGR SpA e FSI Investimenti SpA, per un corrispettivo pari a circa 714 milioni di euro. Da tale data Enel SpA e CDP Equity SpA detengono una partecipazione paritetica nel capitale di OpEn Fiber SpA e pertanto il valore della partecipazione (comprensivo di oneri accessori per 4 milioni di euro) iscritto nel Bilancio di Enel SpA è stato riclassificato fra le partecipazioni in imprese a controllo congiunto;

> del ripristino per 42 milioni di euro del valore della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA, per tenere conto del miglioramento rilevato nell'andamento degli scenari delle commodity energetiche rispetto all'esercizio 2015;

> dell'adeguamento di valore, pari a 474 milioni di euro, della partecipazione detenuta in Enel Produzione SpA, necessario per tenere conto dell'aggiustamento del prezzo di vendita della partecipazione in Slovenské elektrárne. Tale rettifica di valore è stata determinata utilizzando il modello discounted cash flow che ha confermato la piena recuperabilità del valore residuo pur essendo superiore al patrimonio netto contabile della partecipata.

Nella tabella che segue vengono riportate le principali assunzioni che hanno caratterizzato la perdita e il ripristino di valore rispettivamente di Enel Produzione SpA ed 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]	Costo originario	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
	al 31.12.2016					al 31.12.2015				
Enel Produzione SpA	4.384	0,65%	9,65%	5 anni	Perpetuità	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	1.152	1,70%	9,62%	5 anni	Perpetuità	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 2017-2021 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.
Il valore terminale invece 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 2016.

	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	3.838	(379)	100,0	3.910
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	Roma	Euro	30.000.000	21	(8)	100,0	3
e-distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	4.568	1.451	100,0	4.056
Enel Servizio Elettrico SpA	Roma	Euro	10.000.000	190	124	100,0	110
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	658	(104)	100,0	1.194
Enel Green Power SpA	Roma	Euro	272.000.000	6.610	50	100,0	6.540
Enel Investment Holding BV (1)	Amsterdam	Euro	1.593.050.000	4.710	284	100,0	4.025
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	30	-	100,0	30
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	1.759	680	100,0	1.313
Enel Iberoamérica SL	Madrid	Euro	500.000.000	20.584	1.104	100,0	18.300
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	53	4	100,0	18
Enel Sole Srl	Roma	Euro	4.600.000	78	15	100,0	5
Enel Italia Srl	Roma	Euro	50.000.000	408	23	100,0	487
Enel.NewHydro Srl	Roma	Euro	1.000.000	20	1	100,0	16
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1.478.810.370	2.006	45	100,0	2.397
B) Imprese a controllo congiunto							
OpEn Fiber SpA	Milano	Euro	250.000.000	713	(7)	50,0	365
C) Imprese collegate							
CESI SpA (2)	Milano	Euro	8.550.000	101	9	42,7	23
D) Altre imprese							
Elcogas SA (2)	Puertollano	Euro	809.690	(105)	(26)	4,3	-
Emittenti Titoli SpA (2)	Milano	Euro	4.264.000	72	63	10,0	1
Idrosicilia SpA (2)	Milano	Euro	22.520.000	46	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 2015.

Relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Italia Srl ed Enel Finance International NV, oltre alle già citate Enel Trade SpA ed Enel Produzione SpA, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2016 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 Italia Srl 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 della società. Tali perdite, avendo natura non monetaria, si riassorbiranno negli esercizi futuri senza che questo determini alcuna uscita di cassa per le partecipate;
- per la società Enel Finance International NV è dovuto essenzialmente all'andamento negativo della valutazione al fair value di alcune poste di bilancio che trovano contropartita nel patrimonio netto.

Le "Partecipazioni in altre imprese" al 31 dicembre 2016 sono tutte riferite a società non quotate e sono valutate al costo poiché il fair value non può essere attendibilmente determinato.

La partecipazione in Elcogas è stata completamente svalutata nel 2014 e dal 1° gennaio 2015 la società, di cui si possiede il 4,3%, è in liquidazione. Anche il relativo credito partecipativo di 6 milioni di euro, concesso nel 2014, è stato svalutato per tenere conto delle perdite accumulate.

1252

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Partecipazioni in società non quotate valutate al costo	**1**	**1**
Elcogas SA	-	-
Emittenti Titoli SpA	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivati - *Euro 2.469 milioni, euro 480 milioni, euro 3.082 milioni, euro 556 milioni*

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Attività finanziarie - Derivati	2.469	2.591	480	299
Passività finanziarie - Derivati	3.082	2.717	556	367

Per maggiori dettagli sulla natura, la rilevazione e la classificazione dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note 31 "Strumenti finanziari" e 33 "Derivati e hedge accounting".

15. Altre attività finanziarie non correnti - *Euro 53 milioni*

La composizione di tale voce è di seguito riportata.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Risconti attivi finanziari		21	30	(9)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	32	77	(45)
Totale		**53**	**107**	**(54)**

I "Risconti attivi finanziari" si riferiscono essenzialmente sia ai costi di transazione residui sulla linea di credito revolving di 10 miliardi di euro stipulata, in data 19 aprile 2010, tra Enel, Enel Finance International e Mediobanca, sia 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 32 milioni*

Milioni di euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti finanziari				
Crediti verso imprese controllate	31.1.1	27	72	(45)
Altri crediti finanziari		5	5	-
Totale		**32**	**77**	**(45)**

La voce "Crediti finanziari verso imprese controllate", pari a 27 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. Al 31 dicembre 2016 tale credito risulta in essere esclusivamente con la controllata Enel Italia Srl, in quanto le quote capitale di competenza delle altre società del Gruppo coinvolte (Enel Produzione SpA, e-distribuzione SpA, Enel Sole Srl) risultano, a tale data, completamente rimborsate.
Il decremento rispetto al 31 dicembre 2015, pari a 45 milioni di euro, è riferibile sia alla riduzione dell'ammontare del credito, conseguente ai rimborsi delle quote capitali, sia alla riclassifica tra le altre attività finanziarie correnti della quota del credito di Enel Italia Srl in scadenza entro i 12 mesi successivi.

16. Altre attività non correnti - *Euro 188 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti tributari	34	244	(210)
Crediti verso società controllate per accollo PIA	154	162	(8)
Altri crediti a lungo termine	-	3	(3)
TOTALE ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	**188**	**409**	**(221)**

La voce "Crediti tributari" accoglie il credito residuo 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 210 milioni di euro, è dovuto essenzialmente al rimborso per la quasi totalità (pari a 229 milioni di euro comprensivo della quota capitale e interesse) del credito relativo alle annualità 2004-2010 e all'aggiornamento, al 31 dicembre 2016, della quota interesse di competenza maturata sul credito residuo conseguente al rimborso dell'Agenzia delle Entrate.

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA", pari a 154 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".
Sulla base delle previsioni attuariali formulate in base alle correnti assunzioni, la quota esigibile oltre il quinto anno dei "Crediti verso società controllate per accollo PIA" è stimata pari a 90 milioni di euro (100 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Gli "Altri crediti a lungo termine", pari a zero milioni di euro al 31 dicembre 2016, presentano una riduzione di 3 milioni di euro conseguentemente all'incasso del 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 255 milioni*

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti commerciali:			
- verso imprese controllate	229	276	(47)
- verso clienti terzi	26	7	19
Totale	**255**	**283**	**(28)**

I crediti commerciali, complessivamente pari a 255 milioni di euro, sono rappresentati da crediti verso imprese controllate per 229 milioni di euro e da crediti verso clienti terzi per 26 milioni di euro.

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. Rispetto al 31 dicembre 2015, il decremento, pari a 47 milioni di euro, è correlato sia alla nuova struttura organizzativa adottata dal Gruppo, che ha previsto lo spostamento di una parte delle attività di comunicazione dalla Holding alle Country, sia all'andamento dei ricavi connessi ai medesimi servizi.

I crediti verso clienti terzi, riferiti a prestazioni di servizi di varia natura, risultano pari a 26 milioni di euro e, rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2015, si incrementano di 19 milioni di euro in seguito all'uscita di alcune società dal perimetro del Gruppo.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Imprese controllate			
Enel Iberoamérica SL	2	1	1
Enel Produzione SpA	16	23	(7)
e-distribuzione SpA	34	44	(10)
Enel Green Power SpA	16	17	(1)
Enel Américas SA	4	3	1
Endesa SA	-	(1)	1
Enel Servizio Elettrico SpA	4	3	1
Enel Trade SpA	4	5	(1)
Enel Energia SpA	10	7	3
Enel Italia Srl	9	78	(69)
Enel.si Srl	-	1	(1)
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel Russia PJSC	17	18	(1)
Endesa Distribución Eléctrica SL	36	19	17
Endesa Generación SA	20	3	17
Endesa Energía SA	5	4	1
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Brasil SA	13	15	(2)
Enel Distribución Perú SAA	5	2	3
Enel Generación Perú SAA	5	2	3
Slovenské elektrárne AS	-	16	(16)
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	5	1	4
Altre	19	10	9
Totale	**229**	**276**	**(47)**

1255

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Italia	96	181	(85)
Europa - UE	103	56	47
Europa - extra UE	6	22	(16)
Altri	50	24	26
Totale	**255**	**283**	**(28)**

18. Crediti per imposte sul reddito - *Euro 212 milioni*

I crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2016 ammontano a 212 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito IRES della Società per imposte correnti dell'esercizio (195 milioni di euro), nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata IRES 2015 (14 milioni di euro).

19. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 4.221 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	3.912	3.052	860
Altre attività finanziarie correnti		309	351	(42)
Totale		**4.221**	**3.403**	**818**

19.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 3.912 milioni*

Milioni di euro	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti finanziari verso società del Gruppo:				
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	31.1.1	2.849	2.912	(63)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	31.1.1	45	46	(1)
Crediti finanziari verso terzi:				
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo		1	-	1
- altri crediti finanziari		5	8	(3)
- cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC	31.1.1	1.012	86	926
Totale		**3.912**	**3.052**	**860**

Le altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento, pari a 3.912 milioni di euro al 31 dicembre 2016, sono rappresentate da "Crediti finanziari verso società del Gruppo" per 2.894 milioni di euro e da "Crediti finanziari verso terzi" per 1.018 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo" si decrementano, rispetto al 31 dicembre 2015, di 64 milioni di euro essenzialmente per effetto dei minori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (63 milioni di euro).

I "Crediti finanziari verso terzi" evidenziano un incremento di 924 milioni di euro, attribuibile sostanzialmente all'aumento dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi.

20. Altre attività correnti - *Euro 299 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2016 è di seguito descritta.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Crediti tributari	34	21	13
Altri crediti verso società del Gruppo	261	422	(161)
Crediti verso altri	4	17	(13)
Totale	**299**	**460**	**(161)**

Le altre attività correnti rilevano, rispetto al 31 dicembre 2015, un decremento complessivo di 161 milioni di euro.

I "Crediti tributari", pari a 34 milioni di euro, si riferiscono al credito verso l'Erario per IVA di Gruppo (27 milioni di euro) e ad altri crediti pregressi per imposte sul reddito (7 milioni di euro). L'incremento di 13 milioni di euro, rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente, è da ricondurre essenzialmente al maggior credito per IVA di Gruppo.

Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi ai crediti tributari IRES verso le società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (208 milioni di euro), nonché ai crediti per IVA verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (53 milioni di euro). La variazione in diminuzione di 161 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2015, è relativa ai minori crediti infragruppo relativi sia al consolidato fiscale nazionale IRES (104 milioni di euro), sia al consolidato IVA di Gruppo (57 milioni di euro).

I "Crediti verso altri", pari a 4 milioni di euro al 31 dicembre 2016, presentano un decremento di 13 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, in nesso principalmente alla riduzione del valore dei risconti attivi (9 milioni di euro).

21. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 3.038 milioni*

Le disponibilità liquide sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Depositi bancari e postali	3.038	5.925	(2.887)
Denaro e valori in cassa	-	-	-
Totale	**3.038**	**5.925**	**(2.887)**

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 3.038 milioni di euro, presentano un decremento di 2.887 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, principalmente dovuto agli effetti del rimborso e del riacquisto di alcuni prestiti obbligazionari, al pagamento dei dividendi dell'esercizio 2015 così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Enel SpA in data 26 maggio 2016, nonché alla normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo.

Passivo

22. Patrimonio netto - *Euro 26.916 milioni*

Il patrimonio netto è pari a 26.916 milioni di euro, in aumento di 2.036 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Tale variazione è riferibile all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (1.610 milioni di euro), all'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA che ha determinato un aumento del capitale sociale e della

riserva da sovrapprezzo azioni (rispettivamente di 764 milioni di euro e di 2.204 milioni di euro), nonché alla distribuzione sia del dividendo dell'esercizio 2015 nella misura di 0,16 euro per azione (complessivamente pari a 1.627 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 26 maggio 2016, sia dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017 (0,09 euro per azione per complessivi 915 milioni di euro).

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2016 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi incrementato di 763.322.151 euro, rispetto al precedente ammontare di 9.403.357.795 euro registrato al 31 dicembre 2015, per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale della controllata Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA, che ha avuto effetto a decorrere dal 31 marzo 2016.

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, gli unici azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,049% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 30 novembre 2016 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 11.410 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 7.496 milioni*

A valle della sopramenzionata operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA, la riserva sovrapprezzo azioni si è incrementata di 2.212 milioni di euro. Parziale compensazione è intervenuta per la rilevazione dei costi di transazione, pari a 11 milioni di euro, e del correlato effetto fiscale complessivo, pari a 3 milioni di euro. Pertanto il valore di detta riserva al 31 dicembre 2016 risulta pari a 7.496 milioni di euro.

Riserva legale - *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale, a seguito della destinazione dell'utile dell'esercizio 2015, deliberata dall'Assemblea degli azionisti in data 26 maggio 2016, ha raggiunto l'importo, pari al 20,0% del capitale sociale, indicato all'art. 2430, comma 1 del codice civile.

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*

La voce comprende la riserva per contributi in conto capitale di 19 milioni di euro 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 alla riserva stock option di 29 milioni di euro e altre riserve per 20 milioni di euro.

Riserva da valutazione di strumenti finanziari - *Euro (376) milioni*

La voce al 31 dicembre 2016 è costituita esclusivamente dalla riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash flow hedge negativa per 376 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo per 59 milioni di euro).

Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti - *Euro (27) milioni*

Al 31 dicembre 2016 la riserva per piani a benefici ai dipendenti è pari a 27 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 6 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 2015 e 2016.

Milioni di euro	al 01.01.2015	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	al 31.12.2015	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	**al 31.12.2016**
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	(332)	441	(334)	(52)	(277)	(479)	339	41	(376)
Riserva da rimisurazione della passività/ (attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	(10)	(5)	-	(1)	(16)	(15)	-	4	(27)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**(342)**	**436**	**(334)**	**(53)**	**(293)**	**(494)**	**339**	**45**	**(403)**

Utili e perdite accumulati - *Euro 4.534 milioni*

Nell'esercizio 2016 la voce ha presentato una variazione in diminuzione di 769 milioni di euro per effetto di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 26 maggio 2016, che ha previsto l'utilizzo di tale riserva, per 813 milioni di euro, per la distribuzione di dividendi a favore degli azionisti e la destinazione a "utili portati a nuovo" di una quota parte, pari a 44 milioni di euro, del risultato positivo dell'esercizio 2015.

Utile dell'esercizio - *Euro 805 milioni*

L'utile dell'esercizio 2016, al netto dell'acconto sul dividendo 2016 di 0,09 euro per azione (per complessivi 915 milioni di euro), è pari a 805 milioni di euro.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile
Capitale sociale	**10.167**		
Riserve di capitale:			
- riserva da sovrapprezzo azioni	7.496	ABC	7.496
Riserve di utili:			
- riserva legale	2.034	B	
- riserva *ex lege* 292/1993	2.215	ABC	2.215
- riserve da valutazione di strumenti finanziari	(376)		
- riserva contributi in conto capitale	19	ABC	19
- riserva stock option	29	ABC	29 (1) (2)
- riserva da rimisurazione delle passività per piani a benefici ai dipendenti	(27)		
- altre	20	ABC	20
Utili/(Perdite) accumulati	4.534	ABC	4.534
Totale	**26.111**		**14.313**
di cui quota distribuibile			*14.310*

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.

1259

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del codice civile, in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4 del codice civile.
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 1.659 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 2015 e 2016.

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
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**
Dividendi pagati nel 2016		
Dividendi relativi al 2015	1.627	0,16
Acconto sul dividendo 2016 (1)	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2016	**1.627**	**0,16**

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017 (acconto dividendo per azione 0,09 euro per complessivi 915 milioni di euro).

Il dividendo dell'esercizio 2016, pari a euro 0,18 per azione, per un ammontare complessivo di 1.830 milioni di euro (di cui 0,09 euro per azione, per complessivi 915 milioni di euro, già corrisposto a titolo di acconto a decorrere dal 25 gennaio 2017), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 4 maggio 2017 in unica convocazione. Il presente Bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2016, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2016, deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017.

22.2 Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dalla Società nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, la società persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.
In tale contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua 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 2016.
A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2016 e 2015 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Posizione finanziaria non corrente	(13.664)	(14.503)	839
Posizione finanziaria corrente netta	(207)	1.001	(1.208)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	32	77	(45)
Indebitamento finanziario netto	**(13.839)**	**(13.425)**	**(414)**
Patrimonio netto	**26.916**	**24.880**	**2.036**
Indice debt/equity	**(0,51)**	**(0,54)**	**0,03**

23. Finanziamenti - *Euro 13.664 milioni, euro 973 milioni, euro 6.184 milioni*

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	13.664	14.503	973	3.062
Finanziamenti a breve termine	-	-	6.184	4.914

Per maggiori dettagli sulla natura, rilevazione e classificazione dei finanziamenti si rimanda alla Nota 31 "Strumenti finanziari".

24. Benefici ai dipendenti - *Euro 286 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.

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 evidenziano la variazione intervenuta nell'esercizio delle passività attuariali e la riconciliazione delle stesse con le passività rilevate in bilancio, rispettivamente, al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro	2016					2015				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE										
Passività attuariale al 1° gennaio	**230**	**-**	**37**	**24**	**291**	**242**	**11**	**35**	**14**	**302**
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	1	14	**15**	6	-	-	11	**17**
Interessi passivi	5	-	1	-	**6**	5	-	1	-	**6**
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	1	-	(1)	-	**-**	-	-	-	-	**-**
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	10	-	3	-	**13**	-	-	-	-	**-**
Rettifiche basate sull'esperienza passata	1	-	1	-	**2**	6	-	-	-	**6**
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	**-**	(1)	-	-	-	**(1)**
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	**-**	-	(10)	-	-	**(10)**
Altri pagamenti	(26)	-	(3)	(15)	**(44)**	(33)	(1)	(2)	(4)	**(40)**
Altri movimenti	1	-	1	1	**3**	5	-	3	3	**11**
Passività attuariale al 31 dicembre	**222**	**-**	**40**	**24**	**286**	**230**	**-**	**37**	**24**	**291**

Milioni di euro	2016	2015
Perdite/(Utili) rilevate a Conto economico		
Costo previdenziale	15	16
Interessi passivi	6	6
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	(10)
Totale	**21**	**12**

Milioni di euro	2016	2015
Perdite/(Utili) da rimisurazione rilevate nelle OCI		
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	15	6
Altre variazioni	-	-
Totale	**15**	**6**

Il costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti per benefici ai dipendenti relativo al 2016 è pari a 15 milioni di euro ed è rilevato tra i costi del personale (17 milioni di euro nel 2015), mentre gli interessi passivi derivanti dall'attualizzazione delle passività sono pari a 6 milioni di euro (analogamente a quanto rilevato nel 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.

	2016	2015
Tasso di attualizzazione	0,30%-1,40%	0,50%-2,15%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,40%-3,40%	1,60%-3,60%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,40%	2,60%

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)	3	3	3	3	6	2

25. Fondi rischi e oneri - *Euro 68 milioni*

I fondi rischi e oneri sono destinati a coprire le potenziali passività ritenute possibili che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Nel determinare l'entità del fondo si considerano sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuti nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti e non riguardanti i rami aziendali conferiti.

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata.

Milioni di euro		Rilevazione a Conto economico			Totale	
		Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi		
	al 31.12.2015				**al 31.12.2016**	
						di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- contenzioso legale	15	2	(5)	-	12	7
- altri	6	25	-	(3)	28	25
Totale fondo contenzioso, rischi e oneri diversi	**21**	**27**	**(5)**	**(3)**	**40**	**32**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	32	-	(1)	(3)	28	3
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	**53**	**27**	**(6)**	**(6)**	**68**	**35**

Il decremento del fondo relativo al contenzioso legale, pari a 3 milioni di euro, riflette essenzialmente 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 (9 milioni di euro) e a cause legate a contratti di appalto (2 milioni di euro).

La variazione in aumento degli altri fondi, pari a 22 milioni di euro, risente dell'accantonamento per rischi diversi, nonché dei pagamenti effettuati attraverso l'utilizzo del 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.

1263

.a diminuzione del fondo oneri per incentivi all'esodo del ›ersonale, pari a 4 milioni di euro, è dovuta essenzialmente al pagamento, avvenuto nel corso dell'esercizio 2016, delle uscite incentivate ex art. 4 della Legge Fornero.

26. Altre passività non correnti - *Euro 36 milioni*

Le altre passività non correnti, pari a 36 milioni di euro (243 milioni di euro al 31 dicembre 2015), sono riferite essenzialmente al debito residuo verso le società del Gruppo, inizialmente 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 207 milioni di euro, è riferibile essenzialmente al riconoscimento alle società consolidate per 227 milioni di euro del rimborso quasi totale del credito relativo alle annualità 2004-2010 ricevuto dall'Agenzia delle Entrate nel corso dell'esercizio 2016 (229 milioni di euro comprendendo la quota di competenza di Enel SpA pari a 2 milioni di euro). L'ammontare del debito al 31 dicembre 2016 risente dell'aggiornamento della quota interesse di competenza maturata sul credito residuo.

27. Debiti commerciali - *Euro 150 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti commerciali:			
- verso terzi	83	105	(22)
- verso società del Gruppo	67	59	8
Totale	**150**	**164**	**(14)**

I debiti commerciali accolgono prevalentemente i debiti per forniture di servizi, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per attività svolte nel corso dell'esercizio 2016, e sono costituiti da debiti verso terzi per 83 milioni di euro (105 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e da debiti verso società del Gruppo per 67 milioni di euro (59 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2016 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
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	41	36	5
Enel Iberoamérica SL	10	8	2
Enel.Factor SpA	1	2	(1)
Endesa SA	2	1	1
Enel Russia PJSC	3	4	(1)
Sviluppo Nucleare Italia Srl	-	-	-
Altre	6	4	2
Totale	**67**	**59**	**8**

1264

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica di destinazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Fornitori			
Italia	119	132	(13)
Europa - UE	20	18	2
Europa - extra UE	7	10	(3)
Altri	4	4	-
Totale	**150**	**164**	**(14)**

28. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 550 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 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Passività finanziarie differite	31.2.1	501	584	(83)
Altre partite	31.2.1	49	59	(10)
Totale		**550**	**643**	**(93)**

In particolare, 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 al 31 dicembre 2016, 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 13.839 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 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Finanziamenti a lungo termine	23	13.664	14.503	(839)
Finanziamenti a breve termine	23	6.184	4.914	1.270
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	23	973	3.062	(2.089)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	32	77	(45)
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	3.912	3.052	860
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	3.038	5.925	(2.887)
Totale		**13.839**	**13.425**	**414**

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2016 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 31.12.2016	di cui con parti correlate	al 31.12.2015	di cui con parti correlate	2016-2015
Depositi bancari e postali	3.038		5.925		(2.887)
Liquidità	**3.038**		**5.925**		**(2.887)**
Crediti finanziari correnti	**3.912**	*2.894*	**3.052**	*2.958*	**860**
Debiti bancari correnti	(809)		(2)		(807)
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(973)		(3.062)		2.089
Altri debiti finanziari correnti	(5.375)	*(4.268)*	(4.912)	*(3.243)*	(463)
Debiti finanziari correnti	**(7.157)**		**(7.976)**		**819**
Posizione finanziaria corrente netta	**(207)**		**1.001**		**(1.208)**
Obbligazioni emesse	(12.414)		(14.503)		2.089
Debiti finanziari non correnti	**(13.664)**		**(14.503)**		**839**
Posizione finanziaria non corrente	**(13.664)**		**(14.503)**		**839**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	**(13.871)**		**(13.502)**		**(369)**
Crediti finanziari non correnti	**32**	*27*	**77**	*72*	**(45)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(13.839)**		**(13.425)**		**(414)**

30. Altre passività correnti - *Euro 1.694 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, nonché al debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016, deliberato il 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti tributari	184	650	(466)
Debiti diversi verso società del Gruppo	544	354	190
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	30	24	6
Debiti verso istituti di previdenza	12	11	1
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	1	1	-
Altri	923	6	917
Totale	**1.694**	**1.046**	**648**

I "Debiti tributari", pari a 184 milioni di euro, sono relativi essenzialmente ai debiti verso l'Erario per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (177 milioni di euro). La variazione in diminuzione rispetto al precedente esercizio, pari a 466 milioni di euro, risulta essenzialmente determinata dal decremento della posizione debitoria verso l'Erario per IRES consolidata.

La voce "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 544 milioni di euro, è composta per 457 milioni di euro dai debiti generati dal consolidato fiscale IRES (233 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e per 86 milioni di euro dai debiti generati dall'IVA di Gruppo (121 milioni di euro al 31 dicembre 2015). L'incremento di 190 milioni di euro, riflette essenzialmente l'andamento delle sopra riportate posizioni debitorie.

I debiti "Altri", pari a 923 milioni di euro, sono riferiti per 915 milioni di euro al debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo da erogare a decorrere dal 25 gennaio 2017 (0,09 euro per azione).

31. Strumenti finanziari

31.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non corrente		Corrente	
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Finanziamenti e crediti	31.1.1	**53**	**107**	**7.514**	**9.611**
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	1.691	1.668	480	299
Totale		**1.691**	**1.668**	**480**	**299**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	751	888	-	-
Derivati di fair value hedge	33	27	35	-	-
Totale		**778**	**923**	**-**	**-**
TOTALE		**2.523**	**2.699**	**7.994**	**9.910**

Per maggiori dettagli sulla rilevazione e classificazione dei derivati attivi correnti e non correnti si rimanda alla Nota 33 "Derivati e hedge accouting".

31.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro		Non corrente			Corrente	
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		**-**	**-**	21	**3.038**	**5.925**
Crediti commerciali		**-**	**-**	17	**255**	**283**
Crediti finanziari verso società del Gruppo						
Crediti per accollo quote di competenza dell'indebitamento finanziario	15.1	27	72		-	-
Crediti su conto corrente intersocietario		-	-	19.1	2.849	2.912
Quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	19.1	-	-		45	46
Altri crediti finanziari		-	-		154	173
Totale crediti finanziari verso società del Gruppo		**27**	**72**		**3.048**	**3.131**
Crediti finanziari verso terzi						
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo		-	-		1	-
Cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC		-	-	19.1	1.012	86
Altri crediti finanziari		26	35		160	186
Totale crediti finanziari verso terzi		**26**	**35**		**1.173**	**272**
TOTALE		**53**	**107**		**7.514**	**9.611**

Le variazioni principali rispetto all'esercizio 2015 riguardano:

> le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti", che si sono decrementate di 2.887 milioni di euro, sostanzialmente in relazione al rimborso e al riacquisto di alcuni prestiti obbligazionari, nonché alla normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo;

> i "Crediti finanziari verso società del Gruppo", in diminuzione complessivamente di 128 milioni di euro in nesso principalmente al decremento sia dei crediti vantati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società del Gruppo (63 milioni di euro), sia dell'ammontare del credito per l'accollo delle quote di competenza dell'indebitamento finanziario conseguentemente ai rimborsi delle quote capitali (45 milioni di euro);

> i "Crediti finanziari verso terzi", complessivamente in aumento di 892 milioni di euro, principalmente a seguito della maggiore consistenza dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi (926 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 imprese", è iscritta al costo e non risulta aver subíto variazioni rispetto a quanto rilevato nell'esercizio 2015.

31.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non corrente		Corrente	
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.2.1	**13.664**	**14.503**	**7.857**	**8.783**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	33	1.703	1.687	556	367
Totale		**1.703**	**1.687**	**556**	**367**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	1.379	1.030	-	-
Totale		**1.379**	**1.030**	**-**	**-**
TOTALE		**16.746**	**17.220**	**8.413**	**9.150**

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	Non corrente			Corrente		
	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	Note	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	23	13.664	14.503		973	3.062
Finanziamenti a breve termine		-	-	23	6.184	4.914
Debiti commerciali		-	-	27	150	164
Altre passività finanziarie correnti		-	-	28	550	643
Totale		**13.664**	**14.503**		**7.857**	**8.783**

1268

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 14.637 milioni*

Il debito a lungo termine, relativo a prestiti obbligazionari, a finanziamenti bancari nonché a finanziamenti ricevuti da società del Gruppo, in euro e in altre valute, incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi (pari a 973 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2016 a 14.637 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 2016, inclusa la quota in scadenza nei 12 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 31.12.2016					al 31.12.2015				2016-2015
Obbligazioni:											
- tasso fisso	11.584	11.502	908	10.594	13.117	14.693	14.586	1.999	12.587	17.001	(3.084)
- tasso variabile	1.888	1.885	65	1.820	1.858	2.986	2.979	1.063	1.916	2.931	(1.094)
Totale	**13.472**	**13.387**	**973**	**12.414**	**14.975**	**17.679**	**17.565**	**3.062**	**14.503**	**19.932**	**(4.178)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	50	50	-	50	50	-	-	-	-	-	50
Totale	**50**	**50**	**-**	**50**	**50**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**50**
Finanziamenti da società del Gruppo:											
- tasso fisso	1.200	1.200	-	1.200	1.575	-	-	-	-	-	1.200
- tasso variabile	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	**1.200**	**1.200**	**-**	**1.200**	**1.575**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.200**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**12.784**	**12.702**	**908**	**11.794**	**14.692**	**14.693**	**14.586**	**1.999**	**12.587**	**17.001**	**(1.884)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**1.938**	**1.935**	**65**	**1.870**	**1.908**	**2.986**	**2.979**	**1.063**	**1.916**	**2.931**	**(1.044)**
TOTALE	**14.722**	**14.637**	**973**	**13.664**	**16.600**	**17.679**	**17.565**	**3.062**	**14.503**	**19.932**	**(2.928)**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 842 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.

1269

Finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**		**al 31.12.2016**	
Euro	**13.691**	**11.113**	**11.153**	**4,9%**	**5,2%**
Dollari USA	1.130	1.168	1.186	8,8%	9,2%
Sterline inglesi	2.744	2.356	2.383	6,5%	6,7%
Totale valute non euro	**3.874**	**3.524**	**3.569**		
TOTALE	**17.565**	**14.637**	**14.722**		

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

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Nuove emissioni	Altro	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2015						**al 31.12.2016**
Obbligazioni	17.679	(3.064)	-	-	(784)	(359)	13.472
Finanziamenti bancari	-	-	50	-	-	-	50
Finanziamenti da società del Gruppo	-	-	-	1.200	-	-	1.200
Totale	**17.679**	**(3.064)**	**50**	**1.200**	**(784)**	**(359)**	**14.722**

Rispetto al 31 dicembre 2015, il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un decremento di 2.957 milioni di euro, conseguentemente:

> al rimborso di prestiti obbligazionari avvenuti nell'esercizio per 3.064 milioni di euro. In particolare, i rimborsi hanno riguardato per 3.000 milioni di euro due prestiti obbligazionari, di cui 2.000 milioni di euro a tasso fisso e 1.000 milioni di euro a tasso variabile, emessi nel 2010, nell'ambito di un'offerta paneuropea di obbligazioni riservate ai risparmiatori retail e giunti a scadenza il 26 febbraio 2016, e per 64 milioni di euro quattro tranche dei prestiti obbligazionari INA e ANIA;

> al riacquisto di obbligazioni proprie per 784 milioni di euro. Nello specifico il riacquisto ha riguardato:
  - per 750 milioni di euro, un'offerta volontaria non vincolante, promossa il 14 gennaio 2016 e conclusasi il 20 gennaio 2016, avente a oggetto il riacquisto per cassa di obbligazioni, emesse dalla stessa Enel, nell'ottica di una strategia volta all'ottimizzazione della struttura delle passività della Società mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito;
  - per 34 milioni di euro, obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019";

> alla rilevazione di differenze positive di cambio per 359 milioni di euro;

> a nuovi finanziamenti bancari per 50 milioni di euro;

> all'assegnazione per 1.200 milioni di euro, nell'ambito della già citata operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA, di una passività rappresentata da un finanziamento a lungo termine scadente il 31 luglio 2023, a tasso fisso, inizialmente nei confronti della controllata Enel Green Power International BV e, successivamente all'operazione di scissione da Enel Green Power International BV, di attività e passività in favore di Enel Finance International NV nei confronti di quest'ultima.

La tabella seguente indica le caratteristiche del finanziamento bancario posto in essere nell'esercizio 2016.

Nuove emissioni di finanziamenti

Tipo di finanziamento	Controparte	Data di emissione	Importo finanziato (milioni di euro)	Valuta	Tasso di interesse (%)	Tipo di tasso di interesse	Scadenza
Finanziamenti bancari	UniCredit SpA	20/07/2016	50	Euro	0,1%	Tasso variabile	15/07/2020
Totale			**50**				

1270

Nel corso dell'esercizio 2016 si evidenzia la stipula di un contratto di finanziamento con UniCredit SpA per un importo massimo di 500 milioni di euro, fruibile in tre tranche fino al 15 marzo 2017, con scadenza finale il 15 luglio 2020 e utilizzato al 31 dicembre 2016 per 50 milioni di euro.

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.
I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global Medium Term Notes di Enel SpA ed Enel Finance International NV possono essere riassunti come segue:

- clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e 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 e 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 nel Forward Start Facility Agreement e nei contratti di finanziamento sottoscritti tra Enel SpA e UniCredit SpA, similari 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 a 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.

Si precisa inoltre che a seguito della scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP") in favore di Enel SpA, a far data dall'ultimo istante del 31 marzo 2016 alcuni elementi patrimoniali e rapporti giuridici di EGP sono stati assegnati a Enel SpA. Tra i rapporti giuridici oggetto di assegnazione sono incluse le garanzie rilasciate da EGP nell'interesse di Enel Green Power International BV e delle

1271

sue controllate a fronte degli impegni assunti nell'ambito dei contratti di finanziamento passivi. Tali garanzie e i relativi contratti di finanziamento includono, anche a carico di Enel SpA, in qualità di garante, taluni covenant ed "events of default" tipici della prassi internazionale.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli "events of default" tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Nessuno dei covenant sopra considerati risulta a 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).

Milioni di euro	al 31.12.2016					al 31.12.2015				
	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	**11.113**	**11.153**	**75,8%**	**3.569**	**14.722**	**13.691**	**13.751**	**77,8%**	**3.928**	**17.679**
Dollari USA	1.168	1.186	8,0%	(1.186)	-	1.130	1.148	6,5%	(1.148)	-
Sterline inglesi	2.356	2.383	16,2%	(2.383)	-	2.744	2.780	15,7%	(2.780)	-
Totale	**14.637**	**14.722**	**100,0%**	**-**	**14.722**	**17.565**	**17.679**	**100,0%**	**-**	**17.679**

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	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
Tasso variabile	13,2%	17,7%	16,9%	20,6%
Tasso fisso	86,8%	82,3%	83,1%	79,4%
Totale	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**	**100,0%**

Finanziamenti a breve termine - *Euro 6.184 milioni*

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2016, distinti per natura.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Finanziamenti da terzi			
Finanziamenti bancari	808	-	808
Debiti verso banche (conto corrente ordinario)	1	2	(1)
Cash collateral per CSA su derivati OTC ricevuti	1.107	1.669	(562)
Totale	**1.916**	**1.671**	**245**
Finanziamenti dal Gruppo			
Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario)	4.268	3.243	1.025
Altri finanziamenti a breve termine da società del Gruppo	-	-	-
Totale	**4.268**	**3.243**	**1.025**
TOTALE	**6.184**	**4.914**	**1.270**

I finanziamenti a breve termine ammontano a 6.184 milioni di euro (4.914 milioni di euro nel 2015) e presentano una variazione in aumento di 1.270 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

> dell'incremento, per 808 milioni di euro, dei debiti verso banche per finanziamenti a breve termine ricevuti;
> del decremento, per 562 milioni di euro, dei cash collateral ricevuti dalle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi;
> dell'incremento, per 1.025 milioni di euro, della voce "Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo", da imputare al peggioramento della posizione debitoria sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società controllate.

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 non correnti (1.703 milioni di euro) e correnti (556 milioni di euro) sono costituite esclusivamente da derivati passivi.

31.2.3 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite netti per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati.

Milioni di euro	Utili/(Perdite) netti		di cui: impairment/ripristini di impairment
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**
Attività disponibili per la vendita	6	1	-
Finanziamenti e crediti	-	5	1
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(510)	(1.229)	-

Per informazioni su utili e perdite netti su strumenti finanziari derivati, si prega di far riferimento alla Nota 7 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

32. Risk management

32.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta a una varietà di rischi finanziari quali il rischio di mercato (comprensivo del rischio di tasso di interesse e tasso di cambio), il rischio di credito e il rischio di liquidità.

La governance dei rischi finanziari adottata da Enel prevede:

> la presenza di specifici Comitati interni, composti dal top management del Gruppo e presieduti dall'Amministratore Delegato della Società, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi;
> l'emanazione di specifiche policy e procedure, a livello di Gruppo e di singole 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 e 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 e 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 e i depositi a breve termine, nonché i crediti commerciali.
Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento alla Nota 31 "Strumenti finanziari".
La fonte dell'esposizione al rischio di tasso di interesse e di tasso di cambio non ha subíto 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 2016 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 2016, 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 di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

Per la società il rischio di tasso di interesse si manifesta come variazione nei flussi connessi al pagamento degli interessi sulle passività finanziarie indicizzate a tasso variabile, come variazione delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value, tipicamente strumenti di debito a tasso fisso.
La gestione del rischio di tasso 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 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	22.377	21.163
Totale	**22.377**	**21.163**

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.
I contratti di interest rate swap prevedono tipicamente lo

scambio periodico di flussi di interesse a tasso variabile contro flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

Il valore nozionale degli interest rate swap in essere a fine esercizio, pari a 22.377 milioni di euro (21.163 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è relativo per 1.329 milioni di euro (invariato rispetto al 31 dicembre 2015) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento e per 10.524 milioni di euro (9.917 milioni di euro al 31 dicembre 2015) a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermediate per un corrispondente valore di nozionale con le società stesse.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota 33 "Derivati e hedge accounting".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.
Al 31 dicembre 2016 il 13,2% (16,9% al 31 dicembre 2015) 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 2016, risulta essere coperto per l'82,3% rispetto all'esposizione (coperto per il 79,4% dell'esposizione al 31 dicembre 2015). 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 di interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari.
In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in cash flow hedge, sia a Conto economico per i derivati in fair value hedge, per i derivati che non si qualificano in hedge accounting e per la quota parte di indebitamento lordo a lungo termine non coperto da strumenti finanziari derivati.
Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro

		al 31.12.2016				al 31.12.2015			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		**Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)**		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Punti base	**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	7	(7)	-	-	9	(9)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	7	(7)	-	-	7	(7)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	25	-	-	13	(13)	-	-	13	(13)
Fair value hedge	25	(5)	5	-	-	(7)	7	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

Per Enel SpA la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari monetari denominati in una valuta diversa dall'euro, principalmente prestiti obbligazionari emessi in valuta estera.
L'esposizione al rischio di cambio non ha subíto 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 2016 e del 31 dicembre 2015, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati su cambi		
Forward:	5.399	11.388
- forward a copertura del rischio cambio connesso alle commodity	4.507	7.239
- forward a copertura dei flussi futuri	196	4.138
- altri contratti forward	696	11
Cross currency interest rate swap	22.668	23.730
Totale	**28.067**	**35.118**

In particolare si evidenziano:

> contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 4.507 milioni di euro (7.239 milioni di euro al 31 dicembre 2015), relativi per 2.253 milioni di euro alla copertura del rischio cambio connesso al processo di approvvigionamento di commodity energetiche da parte delle società del Gruppo intermediate in modo speculare con il mercato;

> contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 196 milioni di euro (4.138 milioni di euro al 31 dicembre 2015), connessi alla copertura del rischio cambio relativo ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro, di cui 98 milioni di euro conclusi con il mercato;

> contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 696 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2015), riferiti alla copertura del rischio cambio derivante da spese per investimenti, di cui 348 milioni di euro conclusi con il mercato;

> contratti di cross currency interest rate swap per un ammontare nozionale di 22.668 milioni di euro (23.730 milioni di euro al 31 dicembre 2015), 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 24,2% (22,2% al 31 dicembre 2015) 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, sia a Conto economico per i derivati in fair value hedge, i derivati che non si qualificano in hedge accounting e per la quota parte di indebitamento lordo di lungo termine non coperto da strumenti finanziari derivati.
Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.
Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro

		al 31.12.2016				al 31.12.2015			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		**Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)**		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Tasso di cambio	**Apprez.to euro**	**Deprez.to euro**	**Apprez.to euro**	**Deprez.to euro**	Apprez.to euro	Deprez.to euro	Apprez.to euro	Deprez.to euro
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	10%	-	-	(462)	564	-	-	(507)	620
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 subíto 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 e 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 2016 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 9.388 milioni di euro (10.909 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Di tale importo, 4.277 milioni di euro sono costituti da crediti nei confronti di società del Gruppo e 3.038 milioni di euro da disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Milioni di euro	al 31.12.2016		al 31.12.2015		2016-2015
		di cui Gruppo		*di cui Gruppo*	
Crediti finanziari non correnti	27	*27*	72	*72*	(45)
Altre attività finanziarie non correnti	5	-	5	-	-
Crediti commerciali	255	*229*	283	*276*	(28)
Crediti finanziari correnti	2.894	*2.894*	2.958	*2.958*	(64)
Altre attività finanziarie correnti	1.327	*154*	445	*173*	882
Strumenti finanziari derivati	1.842	*973*	1.221	*343*	621
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	3.038	-	5.925	-	(2.887)
Totale	**9.388**	***4.277***	**10.909**	***3.822***	**(1.521)**

32.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

> garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;

> mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato e la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati, valute e controparti.

Al 31 dicembre 2016 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 3.038 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti (5.925 milioni di euro al 31 dicembre 2015), nonché linee di credito committed per 6.170 milioni di euro interamente disponibili e con scadenza oltre un anno (5.720 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

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	-	908	3.073	3.922	3.599
- tasso variabile	-	65	563	385	872
Totale	**-**	**973**	**3.636**	**4.307**	**4.471**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	-	50	-
Totale	**-**	**-**	**-**	**50**	**-**
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	-	-	-	-	1.200
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.200**
TOTALE	**-**	**973**	**3.636**	**4.357**	**5.671**

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 31.12.2016					
	(a)	(b)	(c)=(a)-(b)		(d)	(e)=(c)-(d)
				Importi correlati non compensati in bilancio		
				(d)(i),(d)(ii)	(d)(iii)	
	Valore lordo delle attività/(passività) finanziarie rilevate	Valore lordo delle attività/(passività) finanziarie rilevate compensate in bilancio	Valore netto delle attività/(passività) finanziarie esposte in bilancio	Strumenti finanziari	Quota valore netto delle attività/(passività) finanziarie garantita da cash collateral	Valore netto delle attività/(passività) finanziarie
ATTIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati attivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	554	-	554	-	(59)	495
- sul rischio di cambio	2.395	-	2.395	-	(1.834)	561
Totale derivati attivi	**2.949**	**-**	**2.949**	**-**	**(1.893)**	**1.056**
TOTALE ATTIVITÀ FINANZIARIE	**2.949**	**-**	**2.949**	**-**	**(1.893)**	**1.056**
PASSIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati passivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	(757)	-	(757)	-	597	(160)
- sul rischio di cambio	(2.881)	-	(2.881)	-	1.201	(1.680)
Totale derivati passivi	**(3.638)**	**-**	**(3.638)**	**-**	**1.798**	**(1.840)**
TOTALE PASSIVITÀ FINANZIARIE	**(3.638)**	**-**	**(3.638)**	**-**	**1.798**	**(1.840)**
TOTALE ATTIVITÀ/(PASSIVITÀ) FINANZIARIE NETTE	**(689)**	**-**	**(689)**	**-**	**(95)**	**(784)**

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 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	2016-2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	2016-2015
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di cambio	2.517	3.928	751	888	(137)	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge	**2.517**	**3.928**	**751**	**888**	**(137)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	800	800	27	35	(8)	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge	**800**	**800**	**27**	**35**	**(8)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	10.497	9.822	527	413	114	27	96	1	2	(1)
- sul rischio di tasso di cambio	7.860	9.474	1.164	1.255	(91)	3.718	5.342	479	297	182
Totale derivati al FVTPL	**18.357**	**19.296**	**1.691**	**1.668**	**23**	**3.745**	**5.438**	**480**	**299**	**181**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**21.674**	**24.024**	**2.469**	**2.591**	**(122)**	**3.745**	**5.438**	**480**	**299**	**181**

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	2016-2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	2016-2015
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	390	390	154	143	11	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	2.394	1.556	1.225	887	338	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge	**2.784**	**1.946**	**1.379**	**1.030**	**349**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	10.535	9.860	530	419	111	127	195	74	67	7
- sul rischio di tasso di cambio	7.860	9.475	1.173	1.268	(95)	3.718	5.343	482	300	182
Totale derivati al FVTPL	**18.395**	**19,335**	**1.703**	**1.687**	**16**	**3.845**	**5.538**	**556**	**367**	**189**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**21.179**	**21.281**	**3.082**	**2.717**	**365**	**3.845**	**5.538**	**556**	**367**	**189**

33.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity, rischio di credito ed equity quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

Alla data di designazione della copertura, la Società deve documentare la strategia e gli obiettivi di risk management prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettici al fine di verificare che gli strumenti di copertura 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 detentrice 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 a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a 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 a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.

Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value del sottostante che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la relazione di copertura si dimostra "inefficace" o se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso 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 di interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(154)	390	(143)	390
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	27	800	35	800
Totale		**(127)**	**1.190**	**(108)**	**1.190**

Gli interest rate swap in essere a fine esercizio e designati come strumenti di copertura presentano una relazione di copertura di cash flow hedge e di fair value hedge con l'elemento coperto. In particolare, i derivati di fair value hedge sono relativi all'emissione, avvenuta nel corso del 2013, di un prestito obbligazionario "ibrido" in euro non convertibile, coperto per un importo pari a 800 milioni di euro, mentre i derivati di cash flow hedge sono relativi alla copertura di alcuni prestiti obbligazionari a tasso variabile emessi a partire dal 2001.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati di cash flow hedge:	**-**	**-**	**-**	**-**	**390**	**390**	**(154)**	**(143)**
- interest rate swap	-	-	-	-	390	390	(154)	(143)
Derivati di fair value hedge:	**800**	**800**	**27**	**35**	**-**	**-**	**-**	**-**
- interest rate swap	800	800	27	35	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di interesse	**800**	**800**	**27**	**35**	**390**	**390**	**(154)**	**(143)**

Al 31 dicembre 2016 gli interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 1.190 milioni di euro (1.190 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un fair value complessivamente negativo pari a 127 milioni di euro (negativo per 108 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Il peggioramento del fair value dei derivati rispetto al precedente esercizio è dovuto principalmente alla riduzione generalizzata della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso del 2016.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Derivati CFH su tasso di interesse	**al 31.12.2016**	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(154)	(15)	(14)	(14)	(14)	(13)	(97)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse, avvenuti durante l'esercizio, al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro		
	2016	2015
Saldo di apertura al 1° gennaio	**(87)**	**(93)**
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	(23)	6
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**(110)**	**(87)**

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					
Derivati FVH	**al 31.12.2016**	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Fair value positivo	27	14	14	32	-	-	-
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 2016 e al 31 dicembre 2015 per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2016**		al 31.12.2015	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(474)	4.911	1	5.484
Totale		**(474)**	**4.911**	**1**	**5.484**

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 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati di cash flow hedge:	**2.517**	**3.928**	**751**	**888**	**2.394**	**1.556**	**(1.225)**	**(887)**
- forward	-	-	-	-	-	-	-	-
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
- cross currency interest rate swap	2.517	3.928	751	888	2.394	1.556	(1.225)	(887)
Totale derivati su tasso di cambio	**2.517**	**3.928**	**751**	**888**	**2.394**	**1.556**	**(1.225)**	**(887)**

Al 31 dicembre 2016 i cross currency interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 4.911 milioni di euro (5.484 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un fair value complessivamente negativo pari a 474 milioni di euro (positivo per 1 milione di euro al 31 dicembre 2015).
Nel corso del 2016 non sono giunte a scadenza né sono state effettuate nuove coperture in cambi e pertanto la variazione del valore nozionale e del relativo fair value dei derivati risente principalmente dell'apprezzamento del cambio dell'euro rispetto alla sterlina inglese e del deprezzamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
Derivati CFH su tasso di cambio	**al 31.12.2016**	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Fair value positivo	751	99	98	100	62	61	685
Fair value negativo	(1.225)	(71)	(70)	(222)	(36)	(55)	(683)

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 l'esercizio, al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro		
	2016	2015
Saldo di apertura al 1° gennaio	**(208)**	**(310)**
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	(118)	102
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**(326)**	**(208)**

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 2016 e al 31 dicembre 2015 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015	**al 31.12.2016**	al 31.12.2015
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di interesse:	**10.524**	**9.918**	**527**	**415**	**10.663**	**10.055**	**(604)**	**(486)**
- interest rate swap	10.524	9.918	527	415	10.663	10.055	(604)	(486)
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di cambio:	**11.577**	**14.817**	**1.644**	**1.552**	**11.577**	**14.817**	**(1.656)**	**(1.568)**
- forward	2.699	5.694	158	308	2.699	5.694	(158)	(311)
- cross currency interest rate swap	8.878	9.123	1.486	1.244	8.878	9.123	(1.498)	(1.257)
Totale derivati FVTPL	**22.101**	**24.735**	**2.171**	**1.967**	**22.240**	**24.872**	**(2.260)**	**(2.054)**

Al 31 dicembre 2016 i derivati al fair value through profit or loss su tassi e cambi presentano un valore nozionale complessivamente pari a 44.341 milioni di euro (49.607 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un fair value complessivamente negativo pari a 88 milioni di euro (negativo per 87 milioni di euro al 31 dicembre 2015).
La riduzione del valore nozionale, rispetto al precedente esercizio, dei derivati al fair value through profit or loss deriva

1284

per 6.480 milioni di euro da una flessione dell'operatività in cambi leggermente compensata dall'incremento per 1.214 milioni di euro del valore nozionale degli interest rate swap.
Gli interest rate swap in essere a fine esercizio sono relativi principalmente a operazioni di copertura dell'indebitamento delle società del Gruppo verso il mercato e intermediate per un corrispondente valore nozionale con le società stesse pari a 10.524 milioni di euro.
L'aumento del valore nozionale complessivo degli interest rate swap pari a 1.214 milioni di euro, rispetto al precedente esercizio, è imputabile principalmente a nuove operazioni chiuse a fronte della strategia di pre-hedge per future emissioni obbligazionarie 2019-2020 con lo scopo di fissare anticipatamente il costo del futuro funding. Rispetto al 31 dicembre 2015, la variazione complessiva del fair value, negativa per 6 milioni di euro, è connessa principalmente alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno.
I contratti forward, per un ammontare nozionale di 2.699 milioni di euro (5.694 milioni di euro al 31 dicembre 2015), si riferiscono principalmente a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio connesso al prezzo delle commodity energetiche nell'ambito del relativo processo di approvvigionamento da parte delle società del Gruppo e intermediate in modo speculare con il mercato, e ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acquisizione di commodity non energetiche e di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione).
Le variazioni del valore nozionale e del fair value, rispetto al precedente esercizio, sono connesse alla normale operatività.
I cross currency interest rate swap, per un ammontare nozionale di 8.878 milioni di euro (9.123 milioni di euro al 31 dicembre 2016), si riferiscono alle operazioni di copertura del rischio cambio dell'indebitamento delle società del Gruppo, denominato in valuta diversa dall'euro, e intermediate in modo speculare con il mercato.
La variazione del valore nozionale e del fair value dei cross currency interest rate swap è dovuta essenzialmente all'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise.

34. Fair value measurement

La Società determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale misurazione è richiesta dai princípi contabili internazionali.
Il fair value rappresenta il valore stimato di scambio che si percepirebbe per la vendita di un attività finanziaria o si riceverebbe per l'acquisto di una passività finanziaria. La sua stima migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.
Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

> Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
> Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);
> Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite le disclosure con l'obiettivo di valutare quanto segue:

> per le attività e le passività valutate al fair value nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le tecniche di valutazione e gli input utilizzati per elaborare tali valutazioni; e
> per le valutazioni ricorrenti al fair value effettuate utilizzando input significativi non osservabili (Livello 3), l'effetto delle valutazioni sull'utile (perdita) di esercizio o sulle altre componenti di Conto economico complessivo del periodo.

A tale scopo:

> le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
> le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Il fair value di un contratto derivato è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi

di cambio, volatilità) attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi a commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi princípi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte.

In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell'esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l'aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l'ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli ammontari espressi in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell'esposizione creditizia della Società.

Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il fair value è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel.

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 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2016	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di cambio	33	751	-	751	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**751**	**-**	**751**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	27	-	27	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge		**27**	**-**	**27**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	527	-	527	-	1	-	1	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	1.164	-	1.164	-	479	-	479	-
- sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale fair value through profit or loss		**1.691**	**-**	**1.691**	**-**	**480**	**-**	**480**	**-**
TOTALE		**2.469**	**-**	**2.469**	**-**	**480**	**-**	**480**	**-**

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 31.12.2016**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value al 31.12.2016**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	154	-	154	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	1.225	-	1.225	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**1.379**	**-**	**1.379**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	530	-	530	-	74	-	74	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	1.173	-	1.173	-	482	-	482	-
Totale fair value through profit or loss		**1.703**	**-**	**1.703**	**-**	**556**	**-**	**556**	**-**
TOTALE		**3.082**	**-**	**3.082**	**-**	**556**	**-**	**556**	**-**

34.3 Passività non valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro		Passività			
	Note	**Fair value al 31.12.2016**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- tasso fisso	31.2.1	13.117	13.117	-	-
- tasso variabile	31.2.1	1.858	587	1.271	-
Totale obbligazioni		**14.975**	**13.704**	**1.271**	**-**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		-	-	-	-
- tasso variabile	31.2.1	50	-	50	-
Totale finanziamenti bancari		**50**	**-**	**50**	**-**
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	31.2.1	1.575	-	1.575	-
- tasso variabile		-	-	-	-
Totale finanziamenti da società del Gruppo		**1.575**	**-**	**1.575**	**-**
TOTALE		**16.600**	**13.704**	**2.896**	**-**

35. Informativa sulle parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai princípi contabili internazionali e dalle disposizioni CONSOB emanate in materia.

Le operazioni compiute da Enel SpA con società controllate riguardano principalmente le prestazioni di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, la copertura di rischi assicurativi, l'attività di assistenza in materia di organizzazione e gestione del personale, legale e societaria, nonché l'indirizzo e il coordinamento delle attività amministrative e fiscali.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono effettuate nell'interesse della Società e sono regolate a condizione di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate tra due parti indipendenti.

Si ricorda infine che, nell'ambito delle regole di Corporate Governance di cui si è dotato il Gruppo Enel, descritte dettagliatamente nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari disponibile sul sito internet della Società (www.enel.com), sono state previste le condizioni per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di correttezza procedurale e sostanziale.

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo https://www.enel.com/it/investors1/a201608-disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate.html) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2016 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 2016

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2016	**al 31.12.2016**	**2016**		**2016**	
Imprese controllate						
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	1
Enel Generación Perú SAA	5	-	-	-	-	3
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	3
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	1
Enel Brasil SA	13	-	-	-	-	7
Endesa Distribución Eléctrica SL	36	1	-	-	-	18
Endesa Generación SA	20	1	-	1	-	17
Enel Latinoamérica SA	-	1	-	1	-	-
Endesa SA	-	2	-	1	-	1
e-distributie Banat SA	3	-	-	-	-	2
e-distributie Dobrogea SA	2	-	-	-	-	1
e-distributie Muntenia SA	6	-	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	132	263	-	-	-	53
Enel Energia SpA	120	37	-	-	-	16
Enel Iberoamérica SL	2	10	-	10	-	1
Enel Green Power SpA	16	15	-	-	-	20
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	12	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	17	3	-	1	-	5
Enel Produzione SpA	67	186	-	-	-	24
Enel Romania Srl	5	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	61	55	-	64	-	10
Enel Servizio Elettrico SpA	51	20	-	-	-	4
Enel Sole Srl	4	5	-	-	-	1
Enel Trade SpA	57	2	-	-	-	3
Enel.Factor SpA	1	2	-	-	-	-
Enel.si Srl	-	1	-	-	-	-
Endesa Energía SA	5	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	4	-	-	-	-	1
Gas y Electricidad Generación SAU	3	-	-	-	-	2
RusEnergoSbyt LLC	1	-	-	-	-	-
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	5	-	-	-	-	4
3Sun Srl	-	28	-	-	-	-
Totale	**662**	**645**	**-**	**78**	**-**	**204**
Altre parti correlate						
GSE	1	-	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	-	-	-	-	-	1
Totale	**1**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTALE GENERALE	**663**	**645**	**-**	**78**	**-**	**205**

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 Distributie Banat SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distributie Dobrogea SA	1	-	-	-	-	1
Enel Distributie 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
Enersis 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**

1290

Rapporti finanziari

Esercizio 2016

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2016			2016		
Imprese controllate						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	1.668	13	3.725	13	84	1.610
Enel Energia SpA	6	791	1.733	-	6	358
Enel Iberoamérica SL	1	1	54	-	1	550
Enel Finance International NV	733	3.207	23.131	178	1.068	-
Enel Green Power Chile Ltda	3	3	-	-	-	-
Enel Green Power International BV	-	-	-	96	18	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	53	-	-	-
Enel Green Power SpA	578	18	10.596	3	33	50
Enel Green Power Perú SA	5	-	-	-	6	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	19	-	30	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	2	-	-	-
Enel M@P Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	463	30	2.412	19	29	304
Enel Italia Srl	83	-	94	-	6	-
Enel Servizio Elettrico SpA	334	-	1.701	-	7	-
Enel Sole Srl	1	70	231	-	1	-
Enel Trade Romania Srl	-	-	7	-	-	-
Enel Trade SpA	28	1.369	1.579	208	124	-
Enel Trade d.o.o.	-	-	1	-	-	-
Enel.Factor SpA	91	-	-	2	3	3
Enel.Newhydro Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.si Srl	13	-	7	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	20	-	86	-	-	-
OpEn Fiber SpA	-	-	123	-	-	-
Enel Oil & Gas SpA	-	2	-	-	-	-
3Sun Srl	-	-	-	2	-	-
Totale	**4.047**	**5.561**	**45.568**	**521**	**1.386**	**2.875**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTALE GENERALE	**4.047**	**5.561**	**45.568**	**521**	**1.386**	**2.876**

1291

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 S de RL 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**

Di seguito si evidenzia l'incidenza dei rapporti con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari.

Incidenza sulla situazione patrimoniale

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	al 31.12.2016			al 31.12.2015		
Attività						
Derivati - non correnti	2.469	953	38,6%	2.591	317	12,2%
Altre attività finanziarie non correnti	53	27	50,9%	107	71	66,4%
Altre attività non correnti	188	154	81,9%	409	164	40,1%
Crediti commerciali	255	248	97,3%	283	278	98,2%
Derivati - correnti	480	19	4,0%	299	26	8,7%
Altre attività finanziarie correnti	4.221	3.048	72,2%	3.403	3.130	92,0%
Altre attività correnti	299	261	87,3%	460	422	91,7%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	13.664	1.200	8,8%	14.503	-	-
Derivati - non correnti	3.082	747	24,2%	2.717	1.365	50,2%
Altre passività non correnti	36	33	91,7%	243	243	100,0%
Finanziamenti a breve termine	6.184	4.268	69,0%	4.914	3.243	66,0%
Debiti commerciali	150	68	45,3%	164	59	36,0%
Derivati - correnti	556	464	83,5%	367	276	75,2%
Altre passività finanziarie correnti	550	82	14,9%	643	84	13,1%
Altre passività correnti	1.694	544	32,1%	1.046	354	33,8%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2016			2015		
Ricavi	207	205	99,0%	245	244	99,6%
Servizi e altri costi operativi	335	78	23,3%	399	73	18,3%
Proventi da partecipazioni	2.882	2.876	99,8%	2.024	2.024	100,0%
Proventi finanziari da contratti derivati	2.787	1.239	44,5%	3.358	500	14,9%
Altri proventi finanziari	556	147	26,4%	177	161	91,0%
Oneri finanziari da contratti derivati	3.127	467	14,9%	3.024	2.248	74,3%
Altri oneri finanziari	979	54	5,5%	1.243	1	0,1%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2016			2015		
Cash flow da attività operativa	2.511	(1.173)	-46,7%	1.062	1.092	102,8%
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	(409)	(409)	100,0%	(560)	(559)	99,8%
Cash flow da attività di finanziamento	(4.989)	1.455	-29,2%	(1.549)	29	-1,9%

36. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	347	376	(29)
- imprese controllate	45.568	35.015	10.553
Totale	**45.915**	**35.391**	**10.524**

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano garanzie rilasciate dalla Capogruppo in occasione della cessione di determinate attività aziendali facenti capo a Enel SpA e a società da questa controllate e si riferiscono sostanzialmente alla garanzia prestata nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare (346 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 altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

> per 21.003 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 9.397 milioni di euro a garanzie emesse nell'interesse delle diverse società del perimetro Enel Green Power, in prevalenza acquisite attraverso le operazioni straordinarie di riassetto del Gruppo;

> per 2.810 milioni di euro alle garanzie rilasciate alla BEI (Banca Europea per gli Investimenti), per finanziamenti concessi a e-distribuzione, Enel Produzione, Enel Green Power ed Enel Sole;

> per 1.997 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo", nell'interesse delle società Enel.Newhydro, 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 Energy Hydro Piave;

> per 2.127 milioni di euro per garanzie emesse nell'interesse di Enel Finance International a copertura del programma di Euro commercial paper;

> per 1.407 milioni di euro a garanzie in favore di Cassa Depositi e Prestiti emesse nell'interesse di e-distribuzione, beneficiaria del mutuo Enel Efficienza Rete II;

> per 1.150 milioni di euro a una garanzia rilasciata da Enel SpA all'Acquirente Unico, nell'interesse di Enel Servizio Elettrico SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;

> per 669 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore dell'INPS nell'interesse di varie società del Gruppo, i cui dipendenti hanno aderito alla manovra strutturale di adeguamento dell'organico (art. 4 legge n. 92/2012);

> per 524 milioni di euro a garanzie rilasciate a Terna nell'interesse di e-distribuzione, Enel Trade, Enel Produzione, Enel Green Power ed Enel Energia, relative alle "Convenzioni per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica";

> per 347 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade per "capacità di trasporto gas";

> per 330 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 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 a 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 3.645 milioni di euro a garanzie rilasciate a beneficiari diversi nel quadro delle attività di assistenza finanziaria svolta dalla holding nell'interesse delle società controllate.

Rispetto al 31 dicembre 2015, l'incremento delle altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate è principalmente ascrivibile agli effetti delle operazioni straordinarie che hanno riguardato il Gruppo Enel Green Power e che hanno comportato il trasferimento a Enel SpA di alcune garanzie rilasciate da Enel Green Power SpA nell'interesse delle sue 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 a operazioni di cessione di crediti.

37. Passività e attività potenziali

Con riferimento alle passività e attività potenziali si rinvia a quanto indicato nella Nota 49 del Bilancio consolidato.

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

Con riferimento ai fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio si rinvia a quanto indicato nella Nota 50 del Bilancio consolidato.

39. Compensi alla Società di revisione ai sensi dell'art. 149 *duodecies* del "Regolamento Emittenti CONSOB"

I corrispettivi di competenza dell'esercizio 2016 riconosciuti – da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2016 – 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		
Revisione contabile	di cui:	
	- E&Y SpA	0,4
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- E&Y SpA	0,5
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	-
Altri servizi	di cui:	
	- E&Y SpA	-
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	-
Totale		**0,9**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- E&Y SpA	2,1
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	14,1
Servizi di attestazione	di cui:	
	- E&Y SpA	1,3
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	1,8
Altri servizi	di cui:	
	- E&Y SpA	-
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	0,7
Totale		**20,0**
TOTALE		**20,9**

1295

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

1296

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 2016, 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 2016 e il 31 dicembre 2016.

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 2016:
   a. è redatto in conformità ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2016 e che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2016, 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.

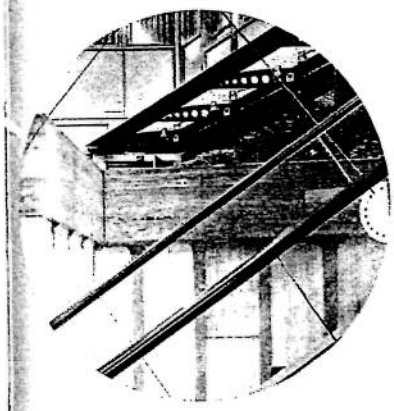
Roma, 16 marzo 2017

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA

ener

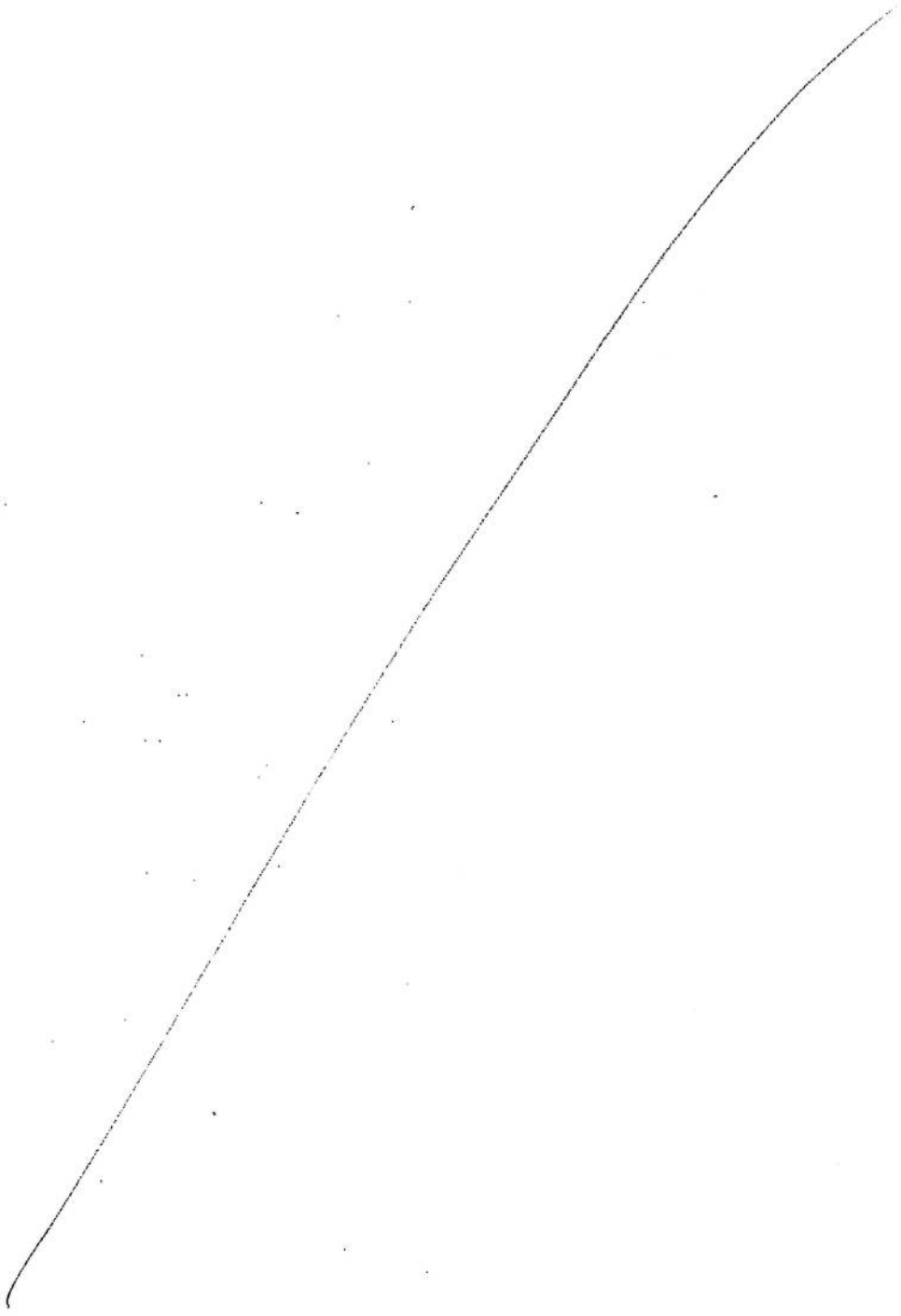








Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA



Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA (ai sensi dell'art. 153 del decreto legislativo n. 58/1998)

Signori azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2016 abbiamo svolto nell'ambito di Enel SpA (nel prosieguo indicata anche come "Enel" o la "Società") l'attività di vigilanza prevista dalla legge. In particolare, ai sensi del combinato disposto dell'art. 149, comma 1 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Testo Unico della Finanza") e dell'art. 19, comma 1 del decreto legislativo 27 gennaio 2010, n. 39 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "decreto 39/2010", nel testo vigente con riferimento all'esercizio 2016), abbiamo vigilato:

> circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
> sul processo di informativa finanziaria e sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
> sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
> circa l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
> in merito all'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
> sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina delle società quotate (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "Codice di Autodisciplina"), cui la Società aderisce;
> circa l'adeguatezza delle disposizioni impartite da parte della Società alle proprie controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge.

Nello svolgimento degli opportuni controlli e verifiche sui profili e sugli ambiti di attività sopra evidenziati non abbiamo riscontrato particolari criticità.

Tenuto conto delle indicazioni fornite dalla CONSOB con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001 e successivi aggiornamenti, riferiamo e segnaliamo in particolare quanto segue:

> abbiamo vigilato circa l'osservanza della legge e dello Statuto e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo;
> abbiamo ricevuto dall'Amministratore Delegato, con periodicità trimestrale e anche attraverso la nostra partecipazione alle riunioni del Consiglio di Amministrazione di Enel, adeguate informazioni sull'attività svolta, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale effettuate dalla Società e dalle sue controllate. Possiamo dare atto che le azioni deliberate e poste in essere sono state conformi alla legge e allo Statuto e non sono state manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interessi, in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale. Per la descrizione delle caratteristiche delle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale esaminate, si rimanda a quanto riferito nella Relazione sulla gestione al Bilancio della Società e al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2016 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2016");
> non abbiamo riscontrato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali svolte con terzi, con società del Gruppo o con altre parti correlate;
> nel capitolo "Informativa sulle parti correlate", inserito nelle Note di commento al Bilancio dell'esercizio 2016 della Società, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni con parti correlate effettuate dalla Società, individuate sulla base dei princípi contabili internazionali e delle disposizioni emanate in materia dalla CONSOB. A tale capitolo rinviamo per quanto attiene alla individuazione della tipologia delle operazioni in questione e dei relativi effetti economici, patrimoniali e finanziari. Sono ivi richiamate, inoltre, le modalità procedurali adottate per assicurare che le operazioni con parti correlate vengano effettuate nel rispetto di criteri di trasparenza, nonché di correttezza procedurale e sostanziale. Si dà atto che le operazioni ivi indicate sono state poste in essere nel rispetto delle modalità di approvazione ed esecuzione previste nell'apposita procedura – adottata nel rispetto di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2016. Tutte le operazioni con parti correlate riportate nelle note di commento al Bilancio dell'esercizio 2016 della Società sono

1301

riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

> la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio dell'esercizio 2016 – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princípi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2016, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio dell'esercizio 2016 della Società, inoltre, è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci del Bilancio consolidato. Nelle Note di commento al Bilancio della Società si fa parimenti rinvio al Bilancio consolidato per quanto riguarda i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati, fatta eccezione per le partecipazioni in società controllate, società collegate e joint venture, che sono valutate nel Bilancio della Società al costo di acquisto, rettificato per eventuali perdite di valore. Anche riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nelle Note di commento al Bilancio della Società si fa rinvio a quanto indicato nel Bilancio consolidato. Il Bilancio dell'esercizio 2016 della Società è stato sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione EY SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio;

> la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2016 del Gruppo Enel – al pari di quello dell'esercizio precedente – in conformità ai princípi contabili internazionali IAS-IFRS (nonché alle interpretazioni emesse al riguardo dall'IFRIC e dal SIC) riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio 2016, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2016 del Gruppo Enel è redatto nella prospettiva della continuità aziendale e applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value (come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci) e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita, che sono valutate al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. Nelle Note di commento al Bilancio consolidato sono riportati analiticamente i princípi contabili e i criteri di valutazione adottati. Riguardo ai princípi contabili di recente emanazione, nelle Note di commento al Bilancio consolidato sono riportati (i) i nuovi princípi applicati nel 2016, i quali, secondo quanto ivi indicato, non hanno comportato impatti significativi nell'esercizio di riferimento e (ii) i princípi di futura applicazione. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2016 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione contabile da parte della Società di revisione EY SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione con il Bilancio.
  Per gli incarichi a essa conferiti, la Società di revisione EY SpA ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2016 delle più rilevanti società italiane del Gruppo Enel senza rilievi. Inoltre, nel corso degli incontri periodici con i rappresentanti della Società di revisione EY SpA, questi ultimi non hanno evidenziato criticità relative ai reporting packages delle principali società estere del Gruppo Enel, selezionati dai revisori stessi in base al piano di lavoro predisposto per la revisione del Bilancio consolidato del Gruppo Enel, tali da fare emergere rilievi da riportare nel giudizio sul Bilancio medesimo;

> tenuto conto delle raccomandazioni formulate dall'Autorità Europea degli Strumenti Finanziari e dei Mercati ("ESMA") in data 21 gennaio 2013 (confermate, da ultimo, nel *Public Statement* del 27 ottobre 2015), intese ad assicurare una maggiore trasparenza delle metodologie adottate da parte delle società quotate nell'ambito delle procedure di impairment test sull'avviamento, nonché in linea con quanto raccomandato dal documento congiunto Banca d'Italia - CONSOB - ISVAP n. 4 del 3 marzo 2010 e alla luce delle indicazioni da ultimo fornite dalla stessa CONSOB nella comunicazione n. 7780 del 28 gennaio 2016, la rispondenza della procedura di impairment test alle prescrizioni del principio contabile internazionale IAS 36 ha formato oggetto di espressa approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Società, previo parere favorevole rilasciato al riguardo dal Comitato Controllo e Rischi, nel mese di marzo 2017, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2016;

> abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2016 e di distribuzione di riserve disponibili e non abbiamo osservazioni al riguardo;

> il Consiglio di Amministrazione della Società, a seguito delle opportune verifiche effettuate da parte del Comitato Controllo

e Rischi nel mese di marzo 2017, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2016 la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, della disciplina dettata dalla CONSOB (nell'art. 36 del c.d. "Regolamento Mercati", approvato con deliberazione n. 16191 del 29 ottobre 2007 e successive modifiche e integrazioni) in materia di trasparenza contabile, di adeguatezza della struttura organizzativa e del sistema dei controlli interni che le società controllate, costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, devono rispettare affinché le azioni di Enel possano rimanere quotate nei mercati regolamentati italiani;

> abbiamo vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società (e, più in generale, del Gruppo Enel nel suo insieme) tramite l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali e incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, al fine del reciproco scambio di dati e informazioni rilevanti. Al riguardo si segnala che la struttura organizzativa del Gruppo Enel è basata, a partire dalla seconda metà dell'esercizio 2014, su una matrice Divisioni/Geografie e – tenuto conto delle modifiche intervenute nel corso del 2016 – si articola in: (i) *Divisioni*, cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo. Le Divisioni sono suddivise in: Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili Globale, Generazione Termoelettrica Globale, Global Trading e Upstream Gas; (ii) *Aree e Paesi*, cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali, autorità regolatorie e mass media locali, nonché lo sviluppo della base clienti con riferimento alle attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni. Aree e Paesi sono suddivisi in: Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia; (iii) *Funzioni Globali di Servizio*, cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo; (iv) *Funzioni di Holding*, cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo, così suddivise: Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Affari Europei, Innovazione e Sostenibilità. Riteniamo che il modello organizzativo sopra descritto sia adeguato a supportare lo sviluppo strategico della Società e del Gruppo Enel e risulti coerente con le esigenze di controllo;

> nel corso degli incontri con i Collegi Sindacali ovvero con gli equivalenti organismi di controllo di alcune delle principali società del Gruppo Enel, italiane ed estere, non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione;

> abbiamo vigilato sull'indipendenza della Società di revisione, avendo ricevuto dalla stessa EY SpA specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 17, comma 9, lett. a) del decreto 39/2010) e avendo discusso i contenuti di tale dichiarazione con il socio responsabile della revisione; a tale riguardo abbiamo inoltre vigilato – così come previsto dall'art. 19, comma 1, lett. d) del decreto 39/2010 – circa la natura e l'entità dei servizi diversi dall'incarico principale di revisione legale dei conti prestati alla Società e alle altre società del Gruppo Enel da parte della EY SpA e delle entità appartenenti al relativo network, i cui corrispettivi sono indicati nelle Note di commento al Bilancio della Società. In seguito alle verifiche effettuate, il Collegio Sindacale ritiene che non esistano criticità in ordine all'indipendenza della Società di revisione EY SpA. Abbiamo tenuto periodiche riunioni con gli esponenti della medesima Società di revisione, ai sensi dell'art. 150, comma 3 del Testo Unico della Finanza, nel corso delle quali non sono emerse risultanze di significatività tale da dovere essere riportate nella presente relazione.

Con specifico riguardo a quanto previsto dall'art. 19, comma 3, del decreto 39/2010, si informa che la Società di revisione EY SpA ha presentato al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2016, la relazione "sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale", dalla quale non emergono carenze significative concernenti il sistema di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria. La Società di revisione ha altresì informato il Collegio Sindacale che la Direzione, nell'ambito del programma di trasformazione in atto di alcuni sistemi informativi, a fronte dell'individuazione di talune carenze riguardanti un sistema informativo in uso nell'ambito del Gruppo Enel, ha tempestivamente avviato un piano di azione straordinario volto all'identificazione di controlli alternativi addizionali e al rimedio di tali carenze entro la chiusura dell'esercizio. Le verifiche della Società di revisione hanno confermato l'efficacia dei suddetti controlli alternativi addizionali posti in essere e il superamento delle carenze sopra indicate entro la chiusura dell'esercizio. Sempre con riferimento all'ambiente IT, la Società di revisione ha anche riferito al Collegio Sindacale di aver fornito suggerimenti che, condivisi dalle competenti strutture della Società, hanno consentito di effettuare interventi migliorativi.

La medesima Società di revisione non ha elaborato la lettera di suggerimenti (c.d. "management letter") riferita all'esercizio 2016;

> abbiamo vigilato sul processo di informativa finanziaria, sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società e sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali e non abbiamo osservazioni da formulare al riguardo. Abbiamo svolto le relative verifiche mediante l'ottenimento di informazioni da parte del responsabile della Funzione Amministrazione, Finanza e Controllo della Società (tenuto conto del ruolo di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari rivestito dall'interessato), nonché attraverso l'esame della documentazione aziendale e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione EY SpA. L'Amministratore Delegato e il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel hanno attestato con apposita relazione, con riferimento al Bilancio dell'esercizio 2016 della Società: (i) l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio stesso; (ii) la conformità del contenuto del Bilancio medesimo ai princípi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002; (iii) la corrispondenza del Bilancio in questione alle risultanze dei libri e delle scritture contabili e la sua idoneità a rappresentare in maniera veritiera e corretta la situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società; (iv) che la Relazione sulla gestione, che correda il Bilancio, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione della Società, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui quest'ultima è esposta. Nella citata relazione è stato altresì segnalato che l'adeguatezza delle procedure amministrative e contabili per la formazione del Bilancio della Società è stata verificata mediante la valutazione del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria (supportata anche dagli esiti del c.d. "testing indipendente", affidato a una qualificata società di consulenza e alla Funzione Audit della Società, ciascuna per quanto di competenza in relazione alla differente natura dei vari controlli) e che dalla valutazione di detto sistema non sono emersi aspetti di rilievo. Analoga relazione di attestazione risulta redatta con riguardo al Bilancio consolidato del Gruppo Enel per l'esercizio 2016;

> abbiamo vigilato sull'adeguatezza ed efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, principalmente mediante periodici incontri con il responsabile della Funzione Audit della Società, nonché tenendo la maggior parte delle riunioni congiuntamente al Comitato Controllo e Rischi ovvero attraverso la partecipazione da parte del Presidente del Collegio Sindacale alle altre riunioni del Comitato Controllo e Rischi e la successiva condivisione della documentazione oggetto di esame nelle adunanze di tale ultimo organo. Alla luce delle verifiche effettuate e in assenza di significative criticità rilevate, si ha motivo di ritenere che il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sia adeguato ed efficace; si segnala che il Consiglio di Amministrazione della Società, nel mese di febbraio 2017, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2016, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano Industriale 2017-2021 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;

> non sono pervenuti esposti al Collegio Sindacale, né denunce di fatti ritenuti censurabili ai sensi dell'art. 2408 del codice civile;

> abbiamo vigilato sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina, cui la Società aderisce, verificando la conformità del sistema di corporate governance di Enel alle raccomandazioni espresse da tale Codice. Una dettagliata informativa sul sistema di corporate governance della Società è contenuta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2016. Si informa che il Collegio Sindacale, nei mesi di febbraio 2016 e di marzo 2017, ha avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di Autodisciplina ed il principio della prevalenza della sostanza sulla forma ivi indicato, avendo seguito a tal fine una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella indicata Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2016. Per quanto riguarda la c.d. "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti, il Collegio Sindacale ha verificato, nei mesi di febbraio e giugno 2016 e, da ultimo, nel mese di marzo 2017, la sussistenza dei relativi requisiti contemplati tanto dal Testo Unico della Finanza quanto dal Codice di Autodisciplina;

> la Società, sin dalla quotazione delle proprie azioni in Borsa, ha adottato un apposito regolamento (modificato da ultimo nel mese di marzo 2017) per la gestione interna e il trattamento delle informazioni riservate, contenente anche le procedure per la comunicazione all'esterno di documenti e informazioni concernenti la Società e il Gruppo, con particolare riferimento

alle informazioni privilegiate; tale regolamento (consultabile sul sito internet aziendale www.enel.com) contiene adeguate disposizioni indirizzate alle società controllate per consentire a Enel di adempiere regolarmente agli obblighi di informativa al pubblico previsti dalla legge, ai sensi dell'art. 114, comma 2 del Testo Unico della Finanza;

> la Società ha adottato altresì fin dal 2002 e successivamente aggiornato un Codice Etico (anch'esso consultabile sul sito internet aziendale www.enel.com), che esprime gli impegni e le responsabilità etiche nella conduzione degli affari, regolando e uniformando i comportamenti aziendali su standard improntati alla massima trasparenza e correttezza verso tutti gli stakeholder;

> con riferimento alle previsioni del decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 – che ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa (ma di fatto penale) a carico delle società per alcune tipologie di reati commessi dai relativi amministratori, dirigenti o dipendenti nell'interesse o a vantaggio delle società stesse – Enel ha adottato fin dal luglio 2002 un modello organizzativo e gestionale articolato in una "parte generale" e in diverse "parti speciali", dedicate alle diverse tipologie di reati individuati dal decreto legislativo n. 231/2001 e che il modello stesso intende prevenire. Per una descrizione delle modalità di adattamento di tale modello alle caratteristiche delle varie società italiane del Gruppo, nonché per un'indicazione delle finalità dell'"Enel Global Compliance Program" indirizzato alle società estere del Gruppo, si rinvia a quanto indicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2016. L'organo chiamato a vigilare sul funzionamento e l'osservanza del modello stesso e a curare il suo aggiornamento (nel prosieguo per brevità indicato come "organismo di vigilanza") adotta una composizione collegiale: nel corso del 2016 esso è risultato composto da due membri esterni dotati di esperienza in materia di organizzazione aziendale, a uno dei quali è stata affidata la presidenza dell'organismo stesso, nonché dalla responsabile della Funzione Audit, dal responsabile della Funzione Affari Legali e Societari e dal Segretario del Consiglio di Amministrazione della Società, in quanto figure dotate di specifiche competenze professionali in merito all'applicazione del modello e non direttamente coinvolte in attività operative. Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2016 da parte del citato organismo di vigilanza; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione;

> nel corso dell'esercizio 2016 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri:

- un parere favorevole nella riunione del 29 gennaio 2016 in merito al Piano di Audit 2016, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. c) del Codice di Autodisciplina, in vista delle deliberazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
- un parere favorevole nella riunione del 5 maggio 2016 in merito ai risultati esposti da EY SpA nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale nel corso dell'esercizio 2015, secondo quanto previsto dall'art. 7.C.1, lett. e) del Codice di Autodisciplina, in vista delle valutazioni di competenza del Consiglio di Amministrazione a tale riguardo;
- un parere favorevole nella riunione del 12 luglio 2016, ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile, in merito agli atti integrativi delle determinazioni relative al trattamento economico e normativo da riconoscere al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale nel corso del mandato 2014-2016;

> apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2016, in ragione dei rispettivi incarichi, da coloro che hanno rivestito il ruolo di Presidente del Consiglio di Amministrazione, di Amministratore Delegato/Direttore Generale e dagli altri Amministratori, nonché sugli strumenti retributivi loro attribuiti, è contenuta nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza, approvata dal Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, in data 16 marzo 2017 e pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla best practice, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di performance, anche di natura non economica, e perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti in un orizzonte di medio-lungo periodo; si rileva che le proposte al Consiglio di Amministrazione in merito all'adozione di tali strumenti retributivi e alla determinazione dei relativi parametri sono state elaborate dal Comitato per le Nomine e le Remunerazioni – costituito interamente da Amministratori indipendenti – avvalendosi delle analisi di benchmarking sul trattamento riservato agli amministratori esecutivi e ai dirigenti con responsabilità strategiche contenute nello studio della società di consulenza Mercer intitolato *2016 Mercer Executive Remuneration Guides - Western Europe*, che ha analizzato 609 società europee. Si ricorda altresì che, nel definire il pacchetto remunerativo degli Amm-

1305

nistratori con deleghe per il mandato 2014-2016, è stata data attuazione alla deliberazione assunta dall'Assemblea del 22 maggio 2014 che, in applicazione dell'art. 84 *ter* del decreto legge 21 giugno 2013 n. 69 (convertito con modificazioni dalla legge 9 agosto 2013, n. 98), ha stabilito che – limitatamente al rinnovo del Consiglio di Amministrazione disposto dalla medesima Assemblea – il compenso degli Amministratori con deleghe non possa essere stabilito e corrisposto dal Consiglio di Amministrazione in misura superiore al 75% del trattamento economico complessivo a qualsiasi titolo determinato, compreso quello per eventuali rapporti di lavoro con la Società, nel corso del precedente mandato. Si fa infine presente che nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza è contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2016 da parte dei dirigenti con responsabilità strategiche.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2016 nel corso di 18 riunioni (12 delle quali tenute in forma congiunta con il Comitato Controllo e Rischi), nonché con la partecipazione alle 13 riunioni del Consiglio di Amministrazione e, per il tramite del Presidente, alle 3 riunioni del Comitato Controllo e Rischi non tenute in forma congiunta con il Collegio Sindacale, alle 10 riunioni del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, alle 5 riunioni del Comitato Parti Correlate e alle 9 riunioni del Comitato per la Corporate Governance e la Sostenibilità. Alle riunioni del Collegio Sindacale, così come a quelle del Consiglio di Amministrazione, ha partecipato il magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società.
Nel corso di detta attività e sulla base delle informazioni ottenute dalla Società di revisione EY SpA non sono stati rilevati omissioni e/o fatti censurabili e/o irregolarità o, comunque, fatti significativi tali da richiedere la segnalazione alle Autorità di vigilanza ovvero menzione nella presente relazione.
Il Collegio Sindacale, a seguito dell'attività di vigilanza svolta e in base a quanto emerso nello scambio di dati e informazioni con la Società di revisione EY SpA, Vi propone di approvare il Bilancio della Società al 31 dicembre 2016 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 11 aprile 2017

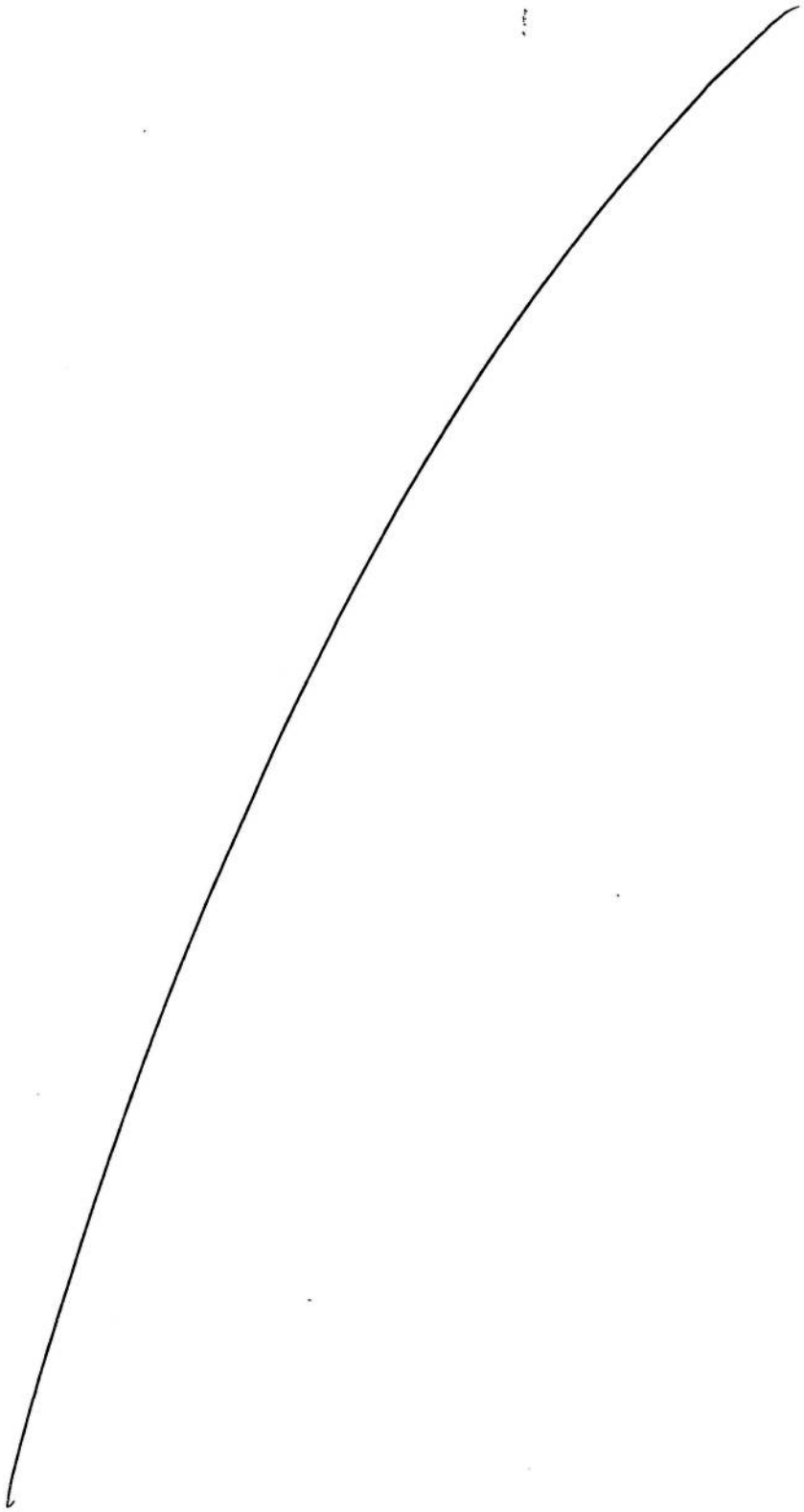
Il Collegio Sindacale

Presidente
Sergio Duca

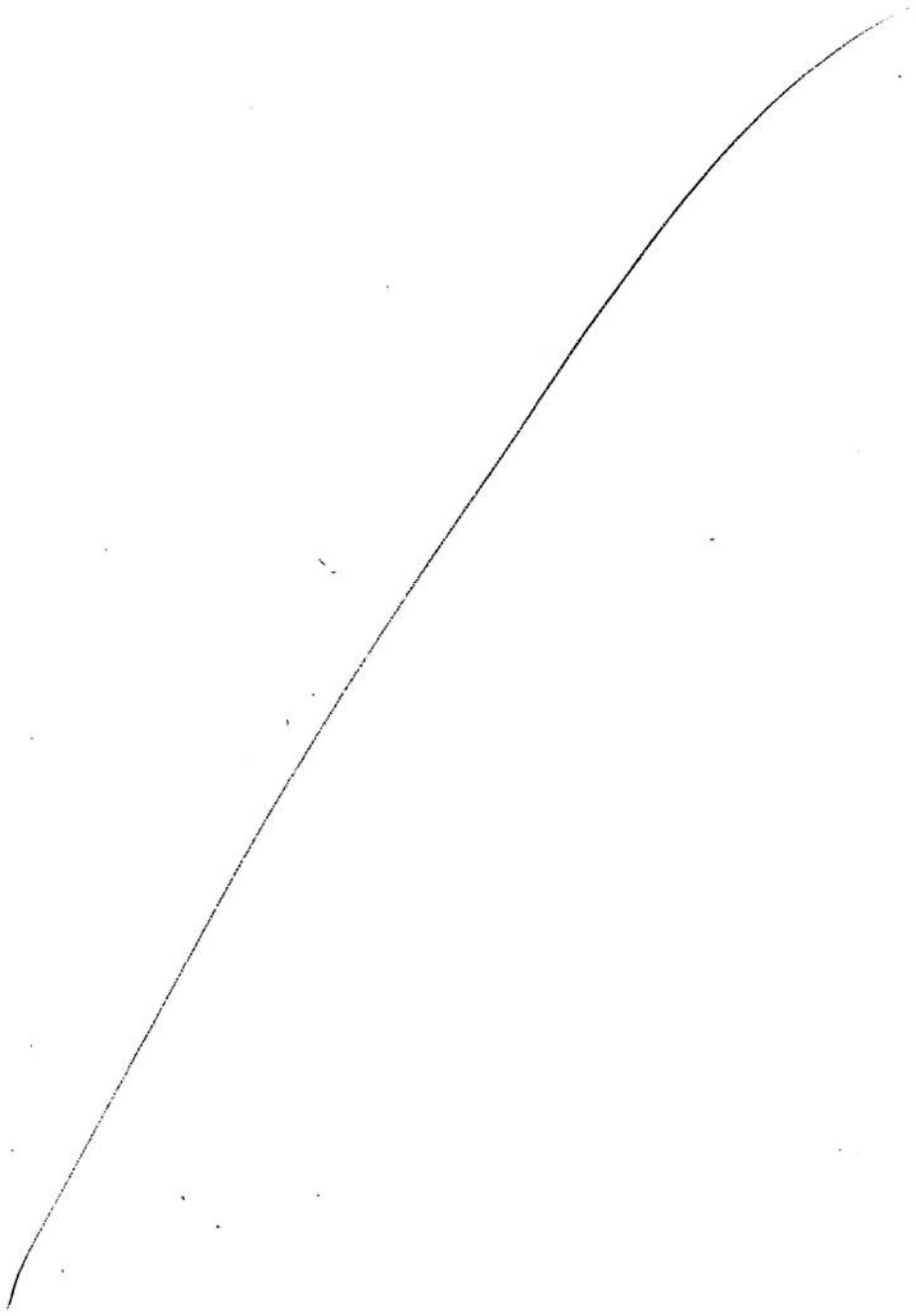
Sindaco
Romina Guglielmetti

Sindaco
Roberto Mazzei

1306



Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2016 di Enel SpA



1308

Building a better working world

Enel S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2016

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Building a better working world

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sul bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio d'esercizio della Enel S.p.A., costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note di commento.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio d'esercizio sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio d'esercizio. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio d'esercizio dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio d'esercizio nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

1310

Building a better working world

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio d'esercizio

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la cui responsabilità compete agli amministratori della Enel S.p.A., con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2016.

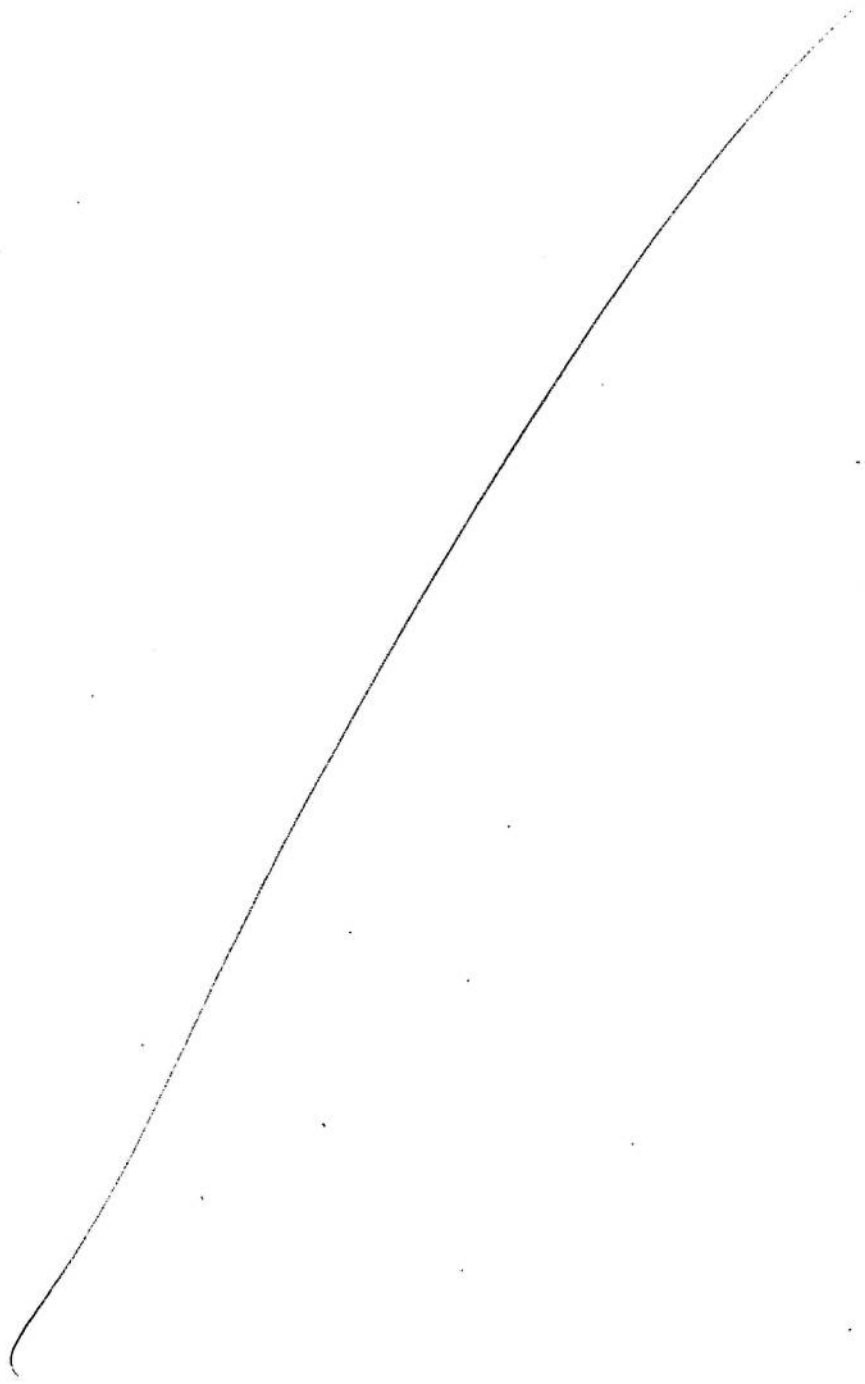
Roma, 11 aprile 2017

EY S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Socio)

1311

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2016 del Gruppo Enel



1312

Building a better working world

Enel S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Building a better working world

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sul bilancio consolidato

Abbiamo svolto la revisione contabile dell'allegato bilancio consolidato del Gruppo Enel, costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2016, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data, da una sintesi dei principi contabili significativi e dalle altre note di commento.

Responsabilità degli amministratori per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere un giudizio sul bilancio consolidato sulla base della revisione contabile. Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) elaborati ai sensi dell'art. 11 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. Tali principi richiedono il rispetto di principi etici, nonché la pianificazione e lo svolgimento della revisione contabile al fine di acquisire una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato non contenga errori significativi.

La revisione contabile comporta lo svolgimento di procedure volte ad acquisire elementi probativi a supporto degli importi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato. Le procedure scelte dipendono dal giudizio professionale del revisore, inclusa la valutazione dei rischi di errori significativi nel bilancio consolidato dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali. Nell'effettuare tali valutazioni del rischio, il revisore considera il controllo interno relativo alla redazione del bilancio consolidato dell'impresa che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta al fine di definire procedure di revisione appropriate alle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno dell'impresa. La revisione contabile comprende altresì la valutazione dell'appropriatezza dei principi contabili adottati, della ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori, nonché la valutazione della presentazione del bilancio consolidato nel suo complesso.

Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Giudizio

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 2.950.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

1314

Building a better working world

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il bilancio consolidato

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere, come richiesto dalle norme di legge, un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la cui responsabilità compete agli amministratori della Enel S.p.A., con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016.

Roma, 11 aprile 2017

EY S.p.A.

Massimo delli Paoli
(Socio)

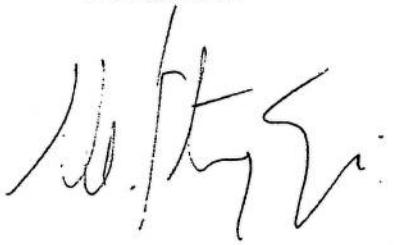
Convocazione dell'Assemblea ordinaria

L'Assemblea degli azionisti è convocata in sede ordinaria per il giorno 4 maggio 2017, in unica convocazione, alle ore 14:00, in Roma, presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, per discutere e deliberare sul seguente

ORDINE DEL GIORNO

1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2016. Relazioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e della Società di revisione. Deliberazioni relative. Presentazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016.
2. Destinazione dell'utile d'esercizio e distribuzione di riserve disponibili.
3. Autorizzazione all'acquisto e alla disposizione di azioni proprie. Deliberazioni inerenti e conseguenti.
4. Determinazione del numero dei componenti il Consiglio di Amministrazione.
5. Determinazione della durata in carica del Consiglio di Amministrazione.
6. Nomina dei componenti il Consiglio di Amministrazione.
7. Nomina del Presidente del Consiglio di Amministrazione.
8. Determinazione del compenso dei componenti il Consiglio di Amministrazione.
9. Piano 2017 di incentivazione di lungo termine destinato al management di Enel SpA e/o di società da questa controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile.
10. Relazione sulla remunerazione.

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Patrizia Grieco



1316

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

Signori azionisti,

si ricorda che la politica dei dividendi contemplata dal Piano Strategico 2016-2019 (illustrato alla comunità finanziaria nel mese di novembre 2015) prevede, con specifico riferimento ai risultati dell'esercizio 2016, la corresponsione agli azionisti di un ammontare pari all'importo più elevato tra 0,18 euro per azione e il 55% del risultato netto ordinario del Gruppo Enel realizzato nel medesimo esercizio.

La nuova politica dei dividendi – contemplata dal Piano Strategico 2017-2019, illustrato alla comunità finanziaria nel mese di novembre 2016 – nel confermare la misura sopra indicata del dividendo relativo all'esercizio 2016, prevede, già con riferimento ai risultati di tale esercizio, che i dividendi vengano corrisposti agli azionisti in due tranche, con pagamento programmato nei mesi di gennaio a titolo di acconto e di luglio a titolo di saldo.

Alla luce di quanto precede, il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 10 novembre 2016, ha deliberato, ai sensi dell'art. 2433 *bis* del codice civile e dell'art. 26.3 dello Statuto sociale, la distribuzione di un acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 pari a 0,09 euro per azione (per complessivi 915.001.195,14 euro), che è stato posto in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 25 gennaio 2017.

In considerazione dell'importo dell'acconto sul dividendo già distribuito e tenuto conto che l'utile netto ordinario di Gruppo relativo all'esercizio 2016 risulta pari a circa 3.243 milioni di euro (a fronte di un risultato netto di pertinenza del Gruppo pari a circa 2.570 milioni di euro), coerentemente a quanto sopra indicato in materia di politica dei dividendi, il Consiglio di Amministrazione Vi propone la distribuzione di un saldo del dividendo pari a 0,09 euro per azione (per complessivi 915.001.195,14 euro), da mettere in pagamento nel mese di luglio 2017. In tal modo il dividendo complessivo relativo all'esercizio 2016 risulta ammontare a euro 0,18 per azione, per un importo totale (circa 1.830 milioni di euro) leggermente superiore a quello (pari a circa 1.783,6 milioni di euro) risultante dall'applicazione dell'indicato pay-out del 55% riferito al risultato netto ordinario del Gruppo Enel.

Tenuto altresì conto che l'utile netto civilistico di Enel SpA relativo all'esercizio 2016 ammonta a circa 1.719,9 milioni di euro, al fine di consentire la distribuzione del saldo del dividendo sopra indicato si prevede di utilizzare, in aggiunta all'utile netto civilistico, una parte della riserva disponibile denominata "utili accumulati" (la cui consistenza al 31 dicembre 2016 è pari a circa 4.534,3 milioni di euro).

Tutto ciò premesso, e considerato che la riserva legale già ammonta alla misura massima pari a un quinto del capitale sociale (secondo quanto previsto dall'art. 2430, comma 1, del codice civile), sottoponiamo alla Vostra approvazione il seguente

Ordine del giorno

L'Assemblea di Enel SpA, esaminata la relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione,

delibera

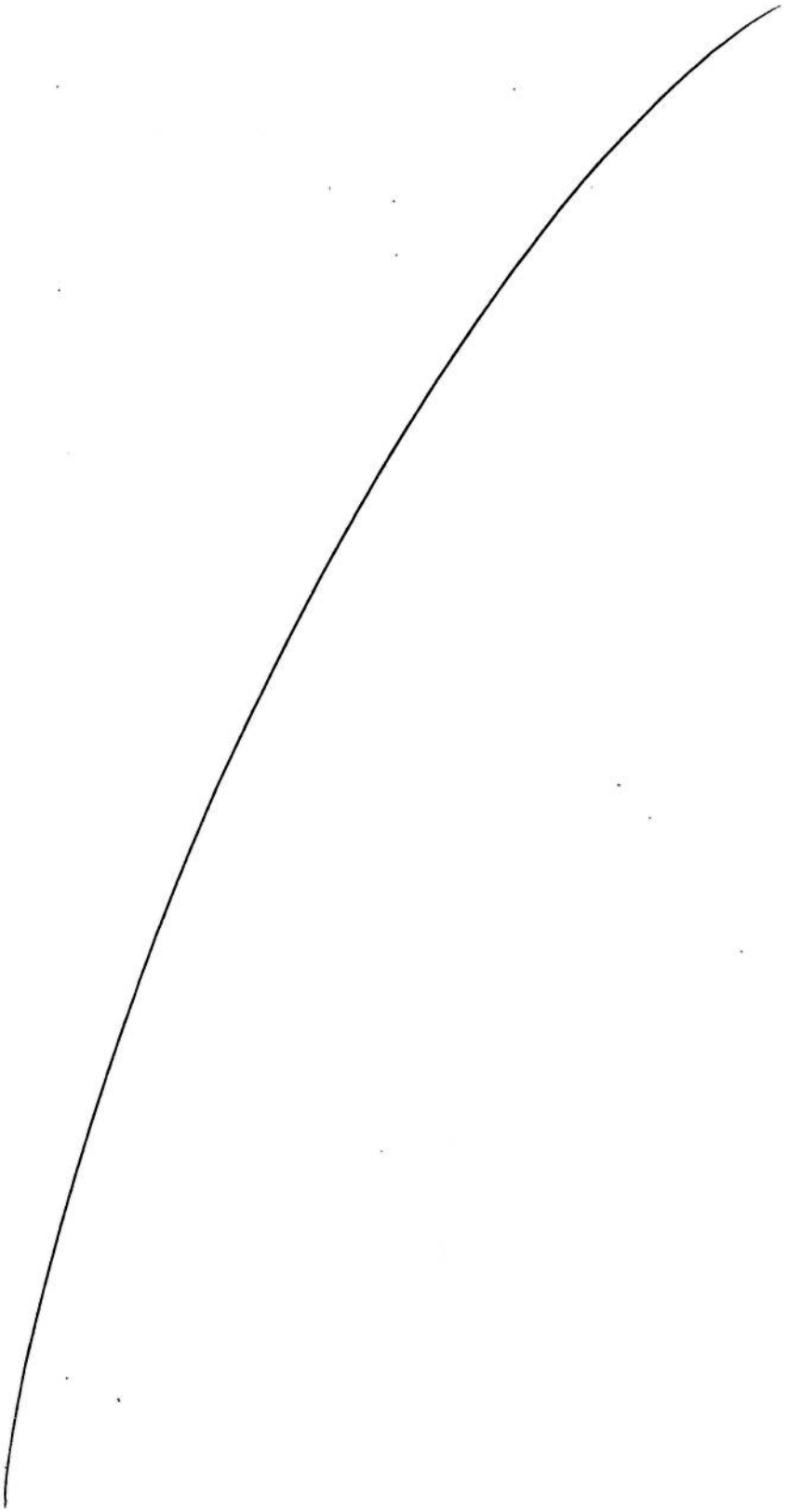
1. di destinare come segue l'utile netto dell'esercizio 2016 di Enel SpA, pari a 1.719.938.733,46 euro:
   > alla distribuzione in favore degli azionisti:
   - 0,09 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola", a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017, previo stacco in data 23 gennaio 2017 della cedola n. 25 e record date (ossia, data di legittimazione al pagamento del dividendo stesso, ai sensi dell'art. 83 *terdecies* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e dell'art. 2.6.6, comma 2, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA) coincidente con il 24 gennaio 2017, per un importo complessivo di 915.001.195,14 euro;
   - 0,07 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 24 luglio 2017, data prevista per lo "stacco cedola", a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 711.667.596,22 euro;

1317

> a "utili accumulati" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 93.269.942,10 euro;

2. di destinare inoltre alla distribuzione in favore degli azionisti, sempre a titolo di saldo del dividendo, una parte della riserva disponibile denominata "utili accumulati" appostata nel bilancio di Enel SpA (ammontante al 31 dicembre 2016 a 4.534.347.074,01 euro), per un importo di 0,02 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 24 luglio 2017, data prevista per lo "stacco cedola", per un importo complessivo di 203.333.598,92 euro;
3. di porre in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, il saldo del dividendo complessivo di 0,09 euro per azione ordinaria – di cui 0,07 euro a titolo di distribuzione di parte dell'utile residuo dell'esercizio 2016 e 0,02 euro a titolo di parziale distribuzione della riserva disponibile denominata "utili accumulati" – a decorrere dal 26 luglio 2017, con "data stacco" della cedola n. 26 coincidente con il 24 luglio 2017 e record date (ossia, data di legittimazione al pagamento del dividendo stesso, ai sensi dell'art. 83 *terdecies* del decreto legislativo 24 febbraio 1998 n. 58 e dell'art. 2.6.6, comma 2, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA) coincidente con il 25 luglio 2017.

1318



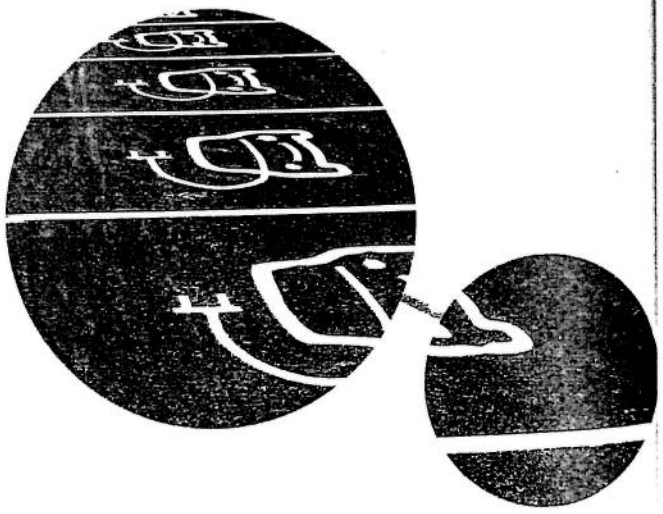
1319







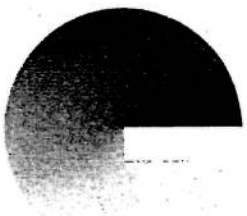












Imprese a partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016

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 2016, a norma dell'art. 2359 del codice civile, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Tutte le partecipazioni sono possedute a titolo di proprietà.

Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale sociale, la valuta in cui è espresso, l'attività, il metodo di consolidamento, le società del Gruppo che possiedono una partecipazione nell'impresa e le rispettive percentuali di possesso e la percentuale di possesso del Gruppo.

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Controllante									
Enel SpA	Roma	Italia	10.166.679.946,00	EUR	Holding industriale	Holding			100,00%
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Pyrites Hydro LLC	50,00%	50,00%
							Hydro Development Group Acquisition LLC	50,00%	
Società di sviluppo, realizzazione e gestione del gasdotto Algeria-Italia via Sardegna SpA (in breve "Galsi SpA")	Milano	Italia	37.419.179,00	EUR	Ingegneria nel settore energetico e infrastrutturale	-	Enel Produzione SpA	17,65%	17,65%
3-101-665717 SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	PH Chucas SA	100,00%	62,48%
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%	100,00%
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%	60,00%
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%	51,00%
Agatos Green Power Trino	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	80,00%	80,00%
Agrupación Acefhat AIE	Barcellona	Spagna	793.340,00	EUR	Progettazione e servizi	-	Endesa Distribución Eléctrica SL	16,67%	11,69%
Aguilón 20 SA	Saragozza	Spagna	2.682.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Albany Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	99,91%
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%	70,10%
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	Enel F2i Solare Italia SpA	100,00%	50,00%
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%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Ampla Energia e Serviços SA	Rio de Janeiro	Brasile	129.823,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	46,89%	51,46%
							Chilectra Inversud SA	21,02%	
							Enel Américas SA	31,73%	
Annandale Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Apiacás Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	21.216.846,33	BRL	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Aquenergy Systems LLC	Greenville (South Carolina)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Aquilae 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	Proporzionale	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	Enel Green Power del Sur SpA (già Parque Eólico Renaico SpA)	100,00%	99,91%
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%	100,00%
Aurora Distributed Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Solar Holdings LLC	51,00%	51,00%
Aurora Land Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Aurora Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Autumn Hills LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Avikiran Solar India Private Limited	Haryana	India	100.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	68,00%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	18,54%
							Enel Generación Chile SA	0,51%	
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.368.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Enel Generación Chile SA	0,51%	18,54%
							Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	99,00%	

1324

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Barnet Hydro Company LLC	Burlington (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	10,00%	100,00%
							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%	67,50%
Beaver Valley Holdings LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Beaver Valley Power Company LLC	Philadelphia (Pennsylvania)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Bioenergy Casei Gerola Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Black River Hydro Assoc	New York	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	(Cataldo) Hydro Power Associates	75,00%	62,50%
							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 Srl	68,00%	68,00%
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%	68,00%
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%	68,00%
BLP Wind Project (Amberi) Private Limited	New Delhi	India	5.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	68,00%
Blue Energy Srl	Tulcea	Romania	1.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Romania Srl	99,00%	
Boiro Energía SA	Boiro	Spagna	601.010,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Boott Field LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Boott Hydropower LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Bp Hydro Associates	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	32,00%	100,00%
							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%	100,00%
							Enel Green Power North America Inc.	24,08%	
Braila Power SA	Sat Chiscani, Comuna Chiscani	Romania	1.900.000,00	RON	Produzione di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	29,93%	29,93%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Buffalo Dunes Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Development Holdings LLC	75,00%	75,00%
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%	100,00%
Bypass Limited LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Bypass Power Company LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
Canastota Wind Power LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Caney River Wind Project LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%
Carbopego - Abastecimientos e Combustiveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación SA	49,99%	35,05%
							Endesa Generación Portugal SA	0,01%	
Carodex (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	116,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	98,49%	98,49%
Castle Rock Ridge Limited Partnership	Calgary (Alberta)	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	
Cefeidas Desarrollo Solar SL	Puerto del Rosario	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%
Central Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA	49,68%	39,16%
							Enel Américas SA	24,85%	
							Southern Cone Power Argentina SA	1,15%	
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%	20,85%
Central Eólica Canela SA	Santiago	Cile	12.284.740.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Gas Atacama Chile SA	75,00%	27,75%
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione integrale termoelettrici	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,46%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	23,34%
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	Central Costanera SA	1,30%	13,07%
							Central Dock Sud SA	6,40%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	33,20%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA	Santiago	Cile	158.975.665.182,00	CLP	Progettazione	Equity	Enel Generación Chile SA	51,00%	18,54%
Centrales Nucleares Almaraz-Trillo AIE	Madrid	Spagna	-	EUR	Gestione di impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA	23,57%	16,76%
							Nuclenor SA	0,69%	
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	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
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%	100,00%
Chi Black River LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Idaho LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Chi Minnesota Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Chilectra Inversud SA	Santiago	Cile	569.020.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	51,80%
Chinango SAC	Lima	Perù	294.249.298,00	PEN	Generazione, commercializzazione e trasmissione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Perú SAA	80,00%	34,64%
Chisago Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	51,00%
Chisholm View Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Chladiace Veze Bohunice Spol Sro	Bohunice	Slovacchia	16.598,00	EUR	Ingegneria e costruzioni	Equity	Slovenské elektrárne AS	35,00%	11,55%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	1,00%	51,00%
							Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Cimarron Bend Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Project I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Cimarron Bend Wind Holdings I LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Cimarron Bend Wind Project II LLC	100,00%	50,00%
Cimarron Bend Wind Project III LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Cimarron Bend Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.514.515.800,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,41%	25,08%
Cogein Lucania Srl	Napoli	Italia	10.000,00	EUR	Energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Cogein Sannio Srl	Napoli	Italia	10.000,00	EUR	Energia da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	14,02%
Comercializadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	55,00%	51,78%
							Endesa Argentina SA	45,00%	
Compagnia Porto di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	22.372.000,00	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	Enel Américas SA	15,18%	38,16%
							Enel Brasil SA	58,87%	
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda	Buenos Aires	Argentina	14.012.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Argentina SA	45,00%	51,46%
							Enel Américas SA	55,00%	
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Progetti idroelettrici	Integrale	Generalima SA	100,00%	51,80%
Compañía Eólica Tierras Altas SA	Soria	Spagna	13.222.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	37,51%	26,29%
Concert Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Certificazione di prodotti, attrezzature e impianti	Integrale	Enel Ingegneria e Ricerca SpA	49,00%	100,00%
							Enel Produzione SpA	51,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Consolidated Hydro New York LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Consolidated Hydro Southeast LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Pumped Storage Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	550.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	81,82%	81,82%
Consorcio Eólico Marino Cabo de Trafalgar SL	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Copenhagen Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Corporación Eólica de Zaragoza SL	Saragozza	Spagna	1.021.600,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	25,00%	17,53%
Crucero Oeste Cinco SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	100,00%	99,91%
Crucero Oeste Cuatro SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	100,00%	99,91%
Crucero Oeste Dos SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	100,00%	99,91%
Crucero Oeste Tres SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	100,00%	99,91%
Crucero Oeste Uno SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	100,00%	99,91%
Danax 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%	100,00%
De Rock'l Srl	Bucarest	Romania	5.629.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA Enel Green Power Romania Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Depuración Destilación Reciclaje SL	Boiro	Spagna	600.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Desarrollo Photosolar SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.008,00	EUR	Fotovoltaico	Equity	Endesa Ingeniería SLU	50,00%	35,05%

1329

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	99,99%	100,00%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01%	
Diego de Almagro Matriz SpA	Santiago	Cile	351.604.338,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	100,00%	99,91%
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Diseño de Sistemas en silicio SA (in liquidazione)	Valencia	Spagna	578.000,00	EUR	Sistemi fotovoltaici	-	Endesa Servicios SL	14,39%	10,09%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	70,10%
							Endesa Red SA	55,00%	
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	Enel Américas SA	51,50%	26,68%
Dodge Center Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Colonia Guadalupe Inn	Messico	279.282,23	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,96%	
Drift Sand Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	35,00%	35,00%
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	35,00%
e-distributie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.580,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
e-distributie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
Eastwood Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
e-distributie Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	64,43%	64,43%
e-distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%
EGP Energy Storage Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Geronimo Holding Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	1.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Salt Wells Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
EGP San Leandro Microgrid I LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Solar 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Solar Holdings LLC	100,00%	50,00%
EGP Stillwater Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Stillwater LLC	100,00%	50,00%
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%	100,00%
EGP Timber Hills Project LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
EGPNA Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA Preferred Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding rinnovabili	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA REP Holdings LLC	50,00%	50,00%
EGPNA REP Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGPNA REP Hydro Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
EGPNA REP Solar Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Holding	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
EGPNA REP Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
EGPNA Wind Holdings 1 LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
El Dorado Hydro LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
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 SpA Enel Green Power Romania Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Elecgas SA	Santarem (Pego)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica a ciclo combinato	Equity	Endesa Generación Portugal SA	50,00%	33,05%
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%	60,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eléctrica Cabo Blanco SA	Lima	Perù	46.508.170,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	80,00%	51,80%
							Generalima SA	20,00%	
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.880,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Hidroeléctrica de Catalunya SL	47,46%	33,27%
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%
Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	500.000,00	EUR	Distribuzione e fornitura di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
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	Enel Generación Chile 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%	100,00%
Emgesa Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Emgesa SA ESP	100,00%	25,11%
Emgesa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	655.222.310.000,00	COP	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,48%	25,11%
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
Empresa Carbonífera del Sur SA	Madrid	Spagna	18.030.000,00	EUR	Attività mineraria	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Empresa de Transmisión Chena SA	Santiago	Cile	250.428.941,00	CLP	Trasmissione di energia	Integrale	Enel Distribución Chile SA	99,90%	60,07%
							Empresa Eléctrica de Colina Ltda	0,10%	
Empresa Distribuidora Sur SA	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distrilec Inversora SA	56,36%	37,34%
							Enel Américas SA	43,10%	
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Luz Andes Ltda	0,00%	60,07%
							Enel Distribución Chile SA	100,00%	
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	99,91%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Empresa Eléctrica Pehuenche SA	Santiago	Cile	175.774.920.733,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Chile SA	92,65%	33,69%
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%	50,95%
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Enel Iberoamérica Srl	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%	51,46%
							Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0,01%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	99,66%	51,72%
							Gas Atacama Chile 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 Distribución Eléctrica SL	Barcellona	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 Generación Nuclear SA	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 d'Arcos (Oeiras)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	99,20%	70,10%
							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	Barcellona	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	Barcellona	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 Américas SA	Santiago	Cile	3.575.339.011.549,00	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	51,80%	51,80%
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%	100,00%
Enel Atlantic Canada Limited Partnership	Newfoundland	Canada	-	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	99,90%	100,00%
							Newind Group Inc.	0,10%	

1333

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.320.049.091,42	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Generación Perú SAA	4,00%	51,46%
							Chilectra Inversud SA	5,94%	
							Enel Américas SA	90,06%	
Enel Chile SA	Santiago	Cile	2.229.108.974.538,00	CLP	Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	60,62%	60,62%
Enel Cien SA	Rio de Janeiro	Brasile	285.050.000,00	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,46%
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%	100,00%
Enel Cove Fort LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00%	50,00%
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Cile	230.137.980.270,00	CLP	Holding di partecipazioni. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Gas Atacama Chile SA	0,00%	60,07%
							Enel Chile SA	99,09%	
Enel Distribución Perú SAA	Lima	Perù	638.560.000,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Inversiones Distrilima SA	51,68%	39,21%
							Enel Américas SA	24,00%	
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Energía SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	1,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	
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	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel F2i Solare Italia SpA	Roma	Italia	5.100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Marte Srl	50,00%	50,00%
Enel Finance International NV	Amsterdam	Olanda	1.478.810.371,00	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%	50,06%
Enel Generación Chile SA	Santiago	Cile	552.777.320.871,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA	59,98%	36,36%
Enel Generación Perú SAA	Lima	Perù	2.302.143.514,88	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	29,40%	43,31%
							Generandes Perú SA	54,20%	
Enel Generación Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Eléctrica Cabo Blanco SA	60,00%	49,99%
							Generalima SA	36,50%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Geothermal LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Renewable Energy Partners LLC	100,00%	50,00%
Enel GP Newfoundland and Labrador Inc.	Newfoundland	Canada	1.000,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Enel Green Power Africa Srl	Roma	Italia	10.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	5,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	95,00%	
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	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Bom Jesus da Lapa Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	4.024.724.678,00	BRL	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
Enel Green Power Bulgaria EAD	Sofia	Bulgaria	35.231.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA	Goiania	Brasile	289.340.000,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,75%	51,34%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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	99,99%	99,91%
							Hydromac Energy Srl	0,01%	
Enel Green Power Colombia SA	Bogotá DC	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Costa Rica SA	San José	Costa Rica	27.500.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Cristal Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	144.640.892,85	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Cristalândia I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
Enel Green Power Cristalândia II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
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 Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power del Sur SpA (già 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%	99,91%
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%	99,90%
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%	99,90%
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%	99,90%
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%	99,90%
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%	99,90%
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	0,01%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	
Enel Green Power Development Srl	Roma	Italia	20.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Latin America Ltda	1,00%	
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 SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power El Salvador SA de Cv	San Salvador	El Salvador	3.071.090,00	SVC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,00%	99,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
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 Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
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	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
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%	100,00%
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%	70,00%
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%	45,57%
Enel Green Power Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	100.000,00	GTQ	Holding Company	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	2,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	98,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.737.850,00	EUR	Holding di partecipazioni, servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Horizonte MP Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	99,99%
Enel Green Power Ituverava Norte 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%	99,90%

1337

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	99,90%
Enel Green Power Ituverava Sul Solar 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%	99,90%
Enel Green Power Joana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	165.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	Kenya	100.000,00	KES	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00%	
Enel Green Power Latin America Ltda	Santiago	Cile	30.728.470,00	CLP	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	0,01%	99,91%
							Hydromac Energy Srl	99,90%	
Enel Green Power Manicoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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 SpA	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
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	99,00%	99,51%
							Enel Brasil SA	1,00%	
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	1,00%	99,51%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Morocco SARLAU	Marocco	Marocco	1.000.000,00	MAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	99,00%
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%	99,00%

1338

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	99,90%
Enel Green Power Namibia (Pty) Ltd	Windhoek	Namibia	100,00	NAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Development LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power North America Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	50,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Lapa Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda B Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda C Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda Norte Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Nova Olinda Sul Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	-	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Panama SA	Panama	Repubblica di Panama	3.000,00	USD	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Pau Ferro Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	178.670.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	93.855.088,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,90%	99,91%
							Empresa Eléctrica Panguipulli SA	0,01%	

1339

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Primavera Eólica 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	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
Enel Green Power Puglia Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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 loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Sat Rusu de Sus Nuseni	Romania	2.430.631.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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 Srl	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Enel Green Power Salto Apiacás SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	14.412.120,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
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%	40,00%
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%	99,00%
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 Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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 loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	Singapore	50.000,00	SGD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power SpA	Roma	Italia	272.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%	30,00%
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.765.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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 loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	61.654.658,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Uruguay SA	Montevideo	Uruguay	400.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%	51,00%
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	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Italia Srl	Roma	Italia	50.000.000,00	EUR	Amministrazione del personale, servizi informatici, attività immobiliari e servizi alle imprese	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Kansas LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Latinoamérica SA	Madrid	Spagna	796.683.058,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Iberoamérica Srl	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	e-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%	100,00%
Enel Nevkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Oil & Gas España SL	Madrid	Spagna	33.000,00	EUR	Esplorazione, ricerca e produzione di idrocarburi	Integrale	Enel Oil & Gas SpA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 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 Rus Wind Generation LLC	Mosca	Federazione Russa	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	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	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00%	50,00%
Enel Saudi Arabia Limited	Al Khobar	Arabia Saudita	5.000.000,00	SAR	Gestione delle attività relative alla partecipazione alle gare indette da SEC per lo sviluppo dello Smart metering e Grid Automation	Integrale	e-distribuzione SpA	60,00%	60,00%
Enel Servicii Comune SA	Bucarest	Romania	33.000.000,00	RON	Servizi nel settore energetico	Integrale	e-distributie Banat SA	50,00%	51,00%
							e-distributie Dobrogea SA	50,00%	
Servizio Elettrico Nazionale 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	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,01%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	
Enel Stillwater LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Geothermal LLC	100,00%	50,00%
Enel Surprise Valley LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel Texkan Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Power Inc.	100,00%	100,00%
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 Trading North America LLC	USA	USA	10.000.000,00	USD	Trading di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%

1342

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	
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%	18,93%
Energética Monzón SAC	Lima	Perù	6.462.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	0,00%	99,90%
							Enel Green Power Perú SA	99,99%	
Energía Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	96.160,00	EUR	Produzione e fornitura di energia elettrica	Integrale	Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	100,00%	70,10%
Energia Eolica Srl	Roma	Italia	4.840.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Energía Global de México (Enermex) SA de Cv	Città del Messico	Messico	50.000,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	99,00%
Energía Global Operaciones SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	100,00%	100,00%
Energía Limpia de Amistad S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	296.822,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	
Energía Limpia de Palo Alto S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	650.863.671,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	
Energía Marina SpA	Santiago	Cile	2.404.240.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Chile Ltda	25,00%	24,98%

1343

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	31.397.375,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,90%	99,91%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	0,01%	
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	5.339.650,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,96%	100,00%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,04%	
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	54,95%	38,52%
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%	70,10%
Energías de Graus SL	Barcellona	Spagna	1.298.160,00	EUR	Impianti idroelettrici	Integrale	Enel Green Power España SL	66,67%	46,74%
Energías Especiales de Careón SA	La Coruña	Spagna	270.450,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	77,00%	53,98%
Energías Especiales de Peña Armada SA	Madrid	Spagna	963.300,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	80,00%	56,08%
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%	70,10%
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%	35,05%
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	99,99%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	0,01%	
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%	33,00%
Energotel AS	Bratislava	Slovacchia	2.191.200,00	EUR	Gestione della rete in fibra ottica	Equity	Slovenské elektrárne AS	20,00%	6,60%
ENergy Hydro Piave Srl	Soverzene	Italia	800.000,00	EUR	Acquisto e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Produzione SpA	51,00%	51,00%
Enerlasa SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	1.021.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
Eólica del Principado SAU	Oviedo	Spagna	60.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%

1344

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Eólica Fazenda Nova - Generação e Comercialização de Energia SA	Rio Grande do Norte	Brasile	1.839.000,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Enel Brasil SA	99,95%	51,44%
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%	35,40%
Eólica Zopiloapan SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.877.201,54	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	56,98%	96,48%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	39,50%	
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%	56,08%
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%	38,56%
Eólicas de Fuerteventura AIE	Fuerteventura (Las Palmas)	Spagna	-	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Eólicas de la Patagonia SA (in liquidazione)	Buenos Aires	Argentina	480.930,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
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%	28,04%
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%	35,05%
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%	42,06%
Erdwärme Oberland GmbH	Monaco	Germania	116.667,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	78,57%	78,57%
Erecosalz SL	Saragozza	Spagna	18.030,36	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	33,00%	23,13%
Essex Company LLC	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Estrellada SA	Montevideo	Uruguay	448.000,00	UYU	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Uruguay SA	100,00%	100,00%
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%	49,07%
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%	51,59%
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%	45,57%
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%	63,09%
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%	63,09%

1345

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%	51,00%
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%	100,00%
Fuentes Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	5.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Renovables de Guatemala SA	40,00%	100,00%
							Enel Green Power Guatemala SA	60,00%	
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Garob Wind Farm (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	100,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Gas Atacama Chile SA	Santiago	Cile	589.318.016.243,00	CLP	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Generación Chile SA	97,37%	37,00%
							Enel Chile SA	2,63%	
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 Chile SA	99,97%	37,00%
							Enel Chile SA	0,03%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	29,70%
Gauley Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
Gauley River Power Partners LLC	Willison (Vermont)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Generadora de Occidente Ltda	Città del Guatemala	Guatemala	16.261.697,33	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	
Generadora Eólica 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%	100,00%
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%	100,00%
Generadora Fotovoltaica Chiriquí SA	Panama	Repubblica di Panamá	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Generadora Montecristo SA	Città del Guatemala	Guatemala	3.820.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	
Generadora Solar Caldera SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	100,00%
Generalima SA	Lima	Perù	146.534.335,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	51,80%
Generandes Perú SA	Lima	Perù	853.429.020,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	51,80%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	274.945.519.702,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	81,70%	81,70%
Gibson Bay Wind Farm (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Gnl Chile SA	Santiago	Cile	3.026.160,00	USD	Progettazione e fornitura di GNL	Equity	Enel Generación Chile SA	33,33%	12,12%
Goodwell Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	50,00%
Goodyear Lake Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%
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 SpA Enel Green Power Romania Srl	0,00% 100,00%	100,00%
Hadley Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hastings Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Helio Atacama Nueve SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	99,91%
Hidroeléctrica de Catalunya SL	Barcellona	Spagna	126.210,00	EUR	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Hidroeléctrica de Ourol SL	Lugo	Spagna	1.608.200,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Hidroeléctrica Don Rafael SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%
Hidroeléctrica El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Hidroinvest SA Endesa Argentina SA Enel Américas SA	59,00% 6,19% 2,48%	33,84%
Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	30.890.736,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Hidroflamicell SL	Barcellona	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	Enel Américas SA Endesa Argentina SA	41,94% 54,15%	49,75%

1347

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Hidromondego - Hidroeléctrica do Mondego Lda	Lisbona	Portogallo	3.000,00	EUR	Attività nel settore idroelettrico	Integrale	Endesa Generación Portugal SA	10,00%	70,10%
							Endesa Generación SA	90,00%	
High Shoals LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Highfalls Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	35,75%
Hope Creek LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Hydro Development Group Acquisition LLC	Albany (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Hydro Energies Corporation	Willison (Vermont)	USA	5.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Hydrogen Park-Marghera per l'idrogeno Scrl	Venezia	Italia	245.000,00	EUR	Elaborazione di studi e progetti per l'utilizzazione dell'idrogeno	Integrale	Enel Produzione SpA	60,00%	60,00%
Hydromac Energy Srl	Roma	Italia	18.000,00	EUR	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel Italia Srl	30,00%	30,00%
Ingendesa do Brasil Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Enel Generación Chile SA	1,00%	29,77%
							Gas Atacama Chile SA	99,00%	
Inkolan Información y Coordinación de obras AIE	Bilbao	Spagna	84.140,00	EUR	Informazioni sulle infrastrutture di cui sono titolari le imprese associate alla Inkolan	Equity	Endesa Distribución Eléctrica SL	12,50%	8,76%
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 Distrilima SA	Lima	Perù	714.233.174,00	PEN	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	51,80%
Inversora Codensa Sas	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	25,08%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Enel Américas SA	57,14%	29,60%
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%	100,00%
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%	100,00%
Jack River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Jessica Mills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Julia Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
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%	100,00%
Kavacik Eolìco Enerjì Elektrìc Üretìm ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Istanbul	Turchia	9.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjì Yatirimlari Anonìm Şìrketì	100,00%	100,00%
Kelley's Falls LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
Kirklarelì Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Istanbul	Turchia	5.250.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjì Yatirimlari Anonìm Şìrketì	100,00%	100,00%
Kongul Enerjì Sanayi ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Istanbul	Turchia	125.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjì Yatirimlari Anonìm Şìrketì	100,00%	100,00%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Red SA	29,26%	20,51%
La Pereda CO_2 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	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lake Emily Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Lake Pulaski Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lindahl Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Lindahl Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Little Elk Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Little Elk Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Littleville Power Company Inc.	Boston (Massachusetts)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%

1349

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	100,00%
Lower Saranac Hydro Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lower Saranac Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Lower Valley LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Lowline Rapids LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Luz Andes Ltda	Santiago	Cile	1.224.348,00	CLP	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica e combustibile	Integrale	Enel Distribución Chile SA Enel Chile 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	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	100,00%	100,00%
Mascoma Hydro Corporation	Concord (New Hampshire)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Mason Mountain Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Padoma Wind Power LLC	100,00%	100,00%
Matrigenix (Pty) Ltd	Houghton	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
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%	51,00%
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%	99,99%
Mibgas SA	Madrid	Spagna	3.000.000,00	EUR	Vendita di gas	-	Endesa SA	1,35%	0,95%
Mill Shoals Hydro Company I LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Minas de Estercuel SA (in liquidazione)	Madrid	Spagna	93.160,00	EUR	Depositi di minerali	Integrale	Minas Gargallo SL (in liquidazione)	99,65%	69,79%
Minas Gargallo SL (in liquidazione)	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%	10,52%
Minicentrales del Canal Imperial-Gallur SL	Saragozza	Spagna	1.820.000,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	36,50%	25,59%
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%	100,00%
Missisquoi Associates LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Montrose Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Nevkan Renewables LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Nevkan Inc.	100,00%	100,00%
Newbury Hydro Company LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Newind Group Inc.	St. John (Newfoundland)	Canada	578.192,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Limited	Lusaka	Zambia	10.000,00	ZMW	Vendita di pannelli solari	Integrale	Enel Green Power Africa Srl	80,00%	80,00%
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%	60,00%
North Canal Waterworks	Boston (Massachusetts)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Northwest Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi West LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%
Nxuba Wind Farm (Pty) Ltd	Gauteng	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA 2 (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Ochrana A Bezpecnost Se AS	Mochovce	Slovacchia	33.193,92	EUR	Servizi di security	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
OGK-5 Finance LLC	Mosca	Federazione Russa	10.000.000,00	RUB	Finanziaria	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
OpEn Fiber SpA	Milano	Italia	250.000.000,00	EUR	Installazione di impianti elettronici (inclusa manutenzione e riparazione)	Equity	Enel SpA	50,00%	50,00%
Origin Goodwell Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA Wind Holdings 1 LLC	100,00%	50,00%
Origin Wind Energy LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Origin Goodwell Holdings LLC	100,00%	50,00%
Osage Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	50,00%	50,00%
Osage Wind LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Osage Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
Ottauquechee Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ovacik Eolìko Enerjì Elektrìk Üretìm ve Tìcaret Anonìm Şìrketì	Istanbul	Turchia	11.250.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerjì Yatirimlari Anonìm Şìrketì	100,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Oxagesa AIE	Teruel	Spagna	6.010,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Oyster Bay Wind Farm (Pty) Ltd	Cape Town	Repubblica del Sudafrica	1.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
P.E. Cote SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%
P.V. Huacas SA	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%
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%	100,00%
Palo Alto Farms Wind Project LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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%	99,91%
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%	99,91%
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%	99,91%
Paravento SL	Lugo	Spagna	3.006,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	90,00%	63,09%
Parc Eòlic Els Aligars SL	Madrid	Spagna	1.313.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Parc Eòlic La Tossa-La Mola D'en Pascual SL	Madrid	Spagna	1.183.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Parque Eólico A Capelada SL (Sociedad Unipersonal)	Santiago de Compostela	Spagna	5.857.586,40	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Parque Eólico de Aragón SL	Saragozza	Spagna	601.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%	56,08%
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	1,00%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	
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%	52,58%
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%	35,16%
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%	57,48%

1352

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	66,33%	46,50%
Parque Eólico Delfina Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	6.963.977,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,01%	100,00%
							Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	
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%	63,09%
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%	52,93%
Parque Eólico Punta de Teno SA	Tenerife	Spagna	528.880,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	52,00%	36,45%
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%	40,66%
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%	99,91%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America Ltda	0,01%	99,91%
							Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	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%	98,91%
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%	95,43%
							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%	100,00%
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	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
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%

1353

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	62,48%
							Enel Green Power Costa Rica SA	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 SA	33,44%	33,44%
PH Guacimo SA	San José	Costa Rica	50.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%
PH Río Volcán SA	San José	Costa Rica	100.001,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	34,32%	34,32%
Pine Island Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	39,34%
PowerCrop Macchiareddu Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	50,00%
PowerCrop Russi Srl	Bologna	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	PowerCrop Srl	100,00%	50,00%
PowerCrop Srl	Bologna	Italia	4.000.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power SpA	50,00%	50,00%
Prairie Rose Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Prairie Rose Wind LLC	100,00%	50,00%
Prairie Rose Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
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%	100,00%
Productor Regional de Energía Renovable III SA	Valladolid	Spagna	88.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	82,89%	58,11%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	85,00%	59,59%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
Prof-Energo LLC	Sredneuralsk	Federazione Russa	10.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Sanatorium-Preventorium Energetik LLC	100,00%	56,43%
Promociones Energéticas del Bierzo SL	Ponferrada	Spagna	12.020,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%	99,99%
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	San José	Costa Rica	10.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	65,00%	65,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Proyecto Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	
Proyecto Solar Villanueva Tres SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	
Proyectos Universitarios de Energías Renovables SL	Alicante	Spagna	180.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Proyectos y Soluciones Renovables SAC	Lima	Perù	1.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	100,00%
							Enel Green Power Latin America Ltda	0,10%	
PT Bayan Resources Tbk	Jakarta	Indonesia	333.333.350.000,00	IDR	Energia	-	Enel Investment Holding BV	10,00%	10,00%
PT Enel Green Power Optima Way Ratai	Jakarta	Indonesia	10.000.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	90,00%	90,00%
Pulida Energy (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	52,70%	52,70%
Pyrites Hydro LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
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%	100,00%
Rattlesnake Creek Wind Project LLC	Lincoln (Nebraska)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Reaktortest Sro	Trnava	Slovacchia	66.389,00	EUR	Ricerca in materia di energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Enel Iberoamérica Srl	11,11%	11,11%
Renovables de Guatemala SA	Città del Guatemala	Guatemala	1.924.465.600,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,99%	
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%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton (California)	USA	-	USD	Holding	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%

1355

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	100,00%
RusEnergoSbyt LLC	Mosca	Federazione Russa	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Res Holdings BV	100,00%	49,50%
RusEnergoSbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Federazione Russa	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	RusEnergoSbyt LLC	50,00%	24,75%
RusEnergoSbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Federazione Russa	100.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	RusEnergoSbyt LLC	50,00%	24,75%
Ruthton Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sacme SA	Buenos Aires	Argentina	12.000,00	ARS	Monitoraggio del sistema elettrico	Equity	Empresa Distribuidora Sur SA	50,00%	18,68%
Salmon Falls Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Salto de San Rafael SL	Siviglia	Spagna	461.410,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
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%	100,00%
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%	31,55%
Se Hazelton A.LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Se Predaj Sro	Bratislava	Slovacchia	4.505.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
SE Služby inžinierskych stavieb Sro	Kalná nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	EUR	Servizi	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
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%	70,10%
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	Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv Enel Green Power Guatemala SA	0,01% 0,01%	0,02%
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda	Santiago	Cile	61.948.673.981,00	CLP	Servizi ICT	Integrale	Enel Distribución Chile SA Enel Chile SA	0,10% 99,90%	60,62%
Shield Energy Storage Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
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%	11,71%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sistema Eléctrico de Conexión Valcaire SL	Madrid	Spagna	175.200,00	EUR	Produzione di energia	Equity	Enel Green Power España SL	28,13%	19,72%
Sistemas Energéticos 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%	67,30%
Slate Creek Hydro Associates LP	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Slate Creek Hydro Company LLC	95,00%	47,50%
Slate Creek Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Slovak Power Holding BV	Amsterdam	Olanda	25.010.000,00	EUR	Holding finanziaria	Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne Ĉeská republika Sro	Praga	Repubblica Ceca	3.000,00	CZK	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Servizio Elettrico Nazionale SpA	10,00%	10,00%
Smoky Hills Wind Farm LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
Smoky Hills Wind Project II LLC	Topeka (Kansas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Nevkan Renewables LLC	100,00%	100,00%
Snyder Wind Farm LLC	Dallas (Texas)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Texkan Wind LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	45,38%
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%	35,05%
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%	42,06%
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%	25,08%
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%	100,00%
Sol Real Uno SA	Panama	Repubblica di Panama	10.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Panama SA	100,00%	100,00%
Soliloquoy Ridge LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Somersworth Hydro Company Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	100,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%

1357

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	50.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
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%	25,24%
Southern Cone Power Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	19.874.798,00	ARS	Holding di partecipazioni	Integrale	Gas Atacama Chile SA	1,97%	36,38%
							Enel Américas SA	98,03%	
Southwest Transmission LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Spartan Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
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 Partecipazioni Speciali Srl	40,16%	95,37%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	55,21%	
Sublunary Trading (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Solar Energy Srl	57,00%	57,00%
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%	75,00%
Sun River LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Sweetwater Hydroelectric LLC	Concord (New Hampshire)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Taranto Solar Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel F2i Solare Italia SpA	100,00%	50,00%
Tecnatom SA	Madrid	Spagna	4.025.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica e servizi	Equity	Endesa Generación SA	45,00%	31,55%
Tecnoguat SA	Città del Guatemala	Guatemala	30.948.000,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	75,00%	75,00%
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica SA	Paço d'Arcos (Oeiras)	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Federazione Russa	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	OGK-5 Finance LLC	60,00%	33,86%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Central Dock Sud SA	5,32%	9,64%
							Central Costanera SA	5,51%	
							Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di un impianto di ciclo combinato	Equity	Hidroeléctrica El Chocón SA	18,85%	9,64%
							Central Costanera SA	5,51%	
							Central Dock Sud SA	5,32%	
Termotec Energía AIE (in liquidazione)	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Tko Power LLC	Los Angeles (California)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
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%	60,00%
Toledo Pv AEIE	Madrid	Spagna	26.890,00	EUR	Impianti fotovoltaici	Equity	Enel Green Power España SL	33,33%	23,36%
Tradewind Energy Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	200.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	19,90%	19,90%
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	0,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	100,00%	
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda	Santiago	Cile	440.644.600,00	CLP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Gas Atacama Chile SA	50,00%	18,50%
Transportadora de Energía SA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Cien SA	100,00%	51,46%
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%	100,00%
							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%	51,00%
Twin Falls Hydro Associates	Seattle (Washington)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Twin Falls Hydro Company LLC	99,51%	49,76%
Twin Falls Hydro Company LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%

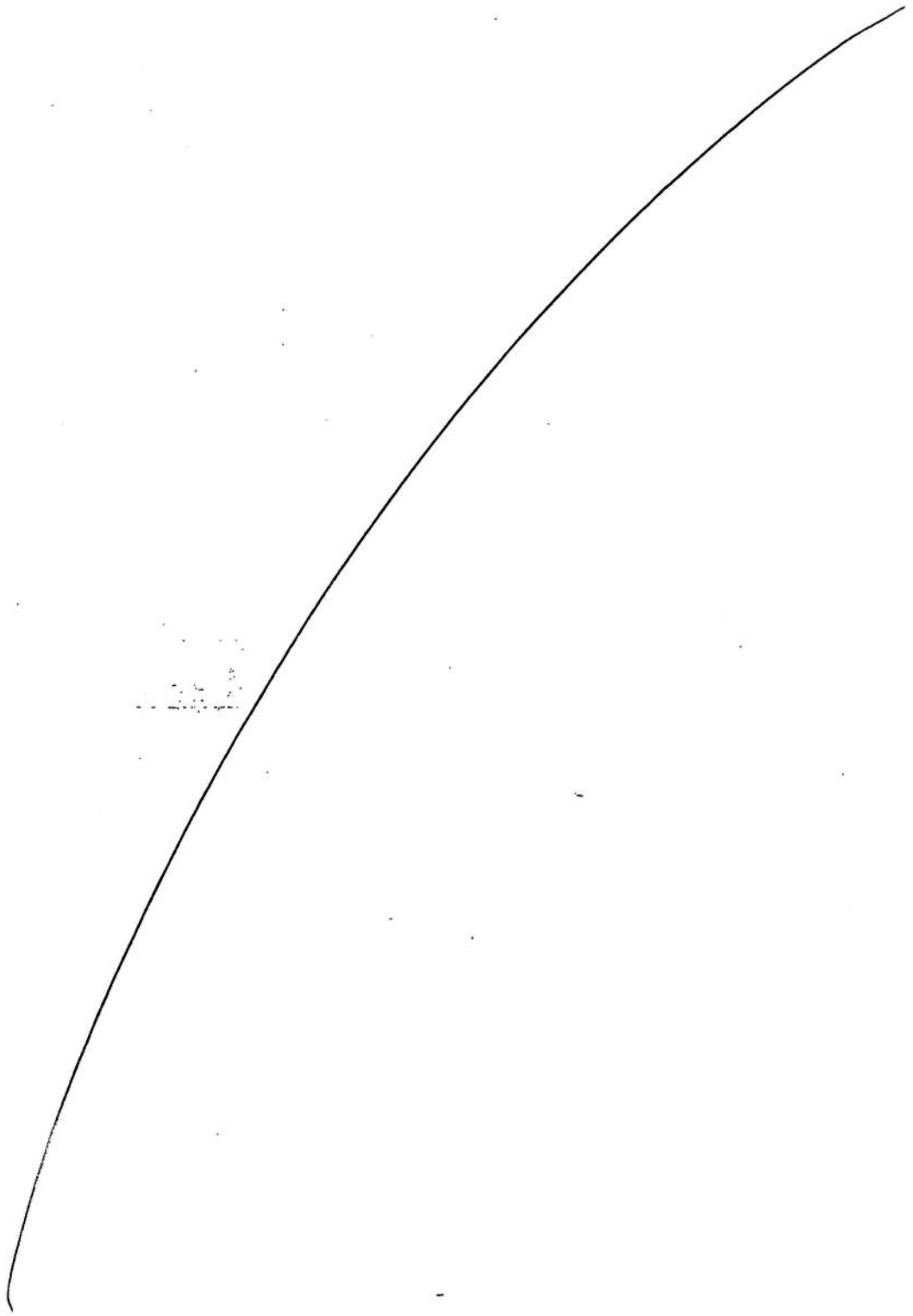
1359

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Twin Lake Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Twin Saranac Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ufefys SL (in liquidazione)	Aranjuez	Spagna	304.150,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	-	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%
Ukuqala 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%	100,00%
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%	100,00%
Ustav Jaderného Výzkumu Rez AS	Rez	Repubblica Ceca	524.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo energia nucleare	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Istanbul	Turchia	3.500.000,00	TRY	Costruzione di impianti, produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	751.626.078,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	
Villanueva Solar SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	
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%	46,97%
Walden LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Waseca Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
Weber Energy Storage Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
West Faribault Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
West Hopkinton Hydro LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
West Waconia Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	100,00%
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%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
White Current Corporation	Vermont	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	100,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
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%	30,00%
Wind Parks of Katharas SA	Maroussi	Grecia	718.648,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Kerasias SA	Maroussi	Grecia	885.990,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Milias SA	Maroussi	Grecia	984.774,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Mitikas SA	Maroussi	Grecia	722.639,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
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%	80,00%
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%	30,00%
Wind Parks of Platanos SA	Maroussi	Grecia	575.467,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
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%	30,00%
Wind Parks of Spilias SA	Maroussi	Grecia	797.490,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
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%	30,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	29,25%
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%	30,00%
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%	30,00%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
WP Bulgaria 1 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 10 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 11 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 12 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 13 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 14 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 15 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 19 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 21 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 26 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 3 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 6 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 8 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
WP Bulgaria 9 EOOD	Sofia	Bulgaria	5.000,00	BGN	Costruzione, gestione e manutenzione di impianti	Integrale	Enel Green Power Bulgaria EAD	100,00%	100,00%
Yacylec SA	Buenos Aires	Argentina	20.000.000,00	ARS	Trasmissione di energia elettrica	Equity	Enel Américas SA	22,22%	11,51%
Yedesa-Cogeneración SA (in liquidazione)	Almería	Spagna	234.394,72	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%

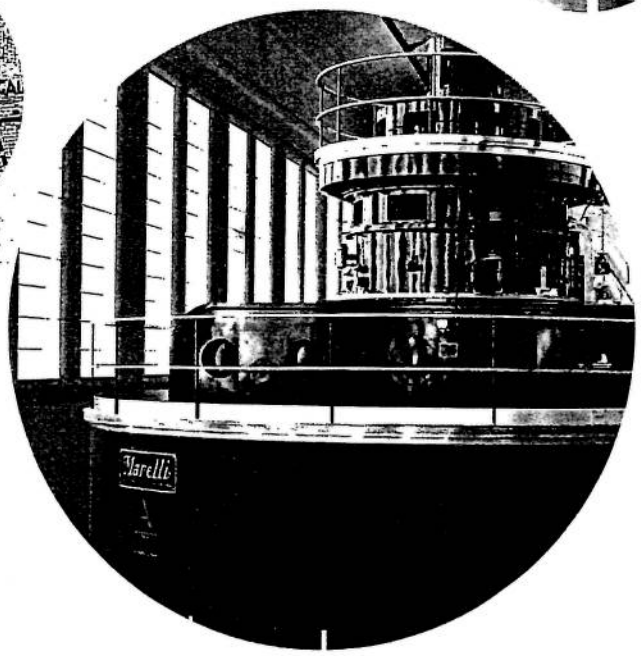
1362



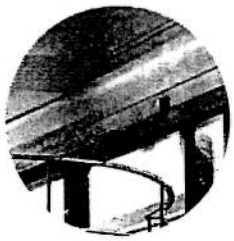







Marelli

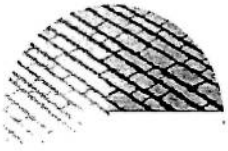

COL VISENTIN











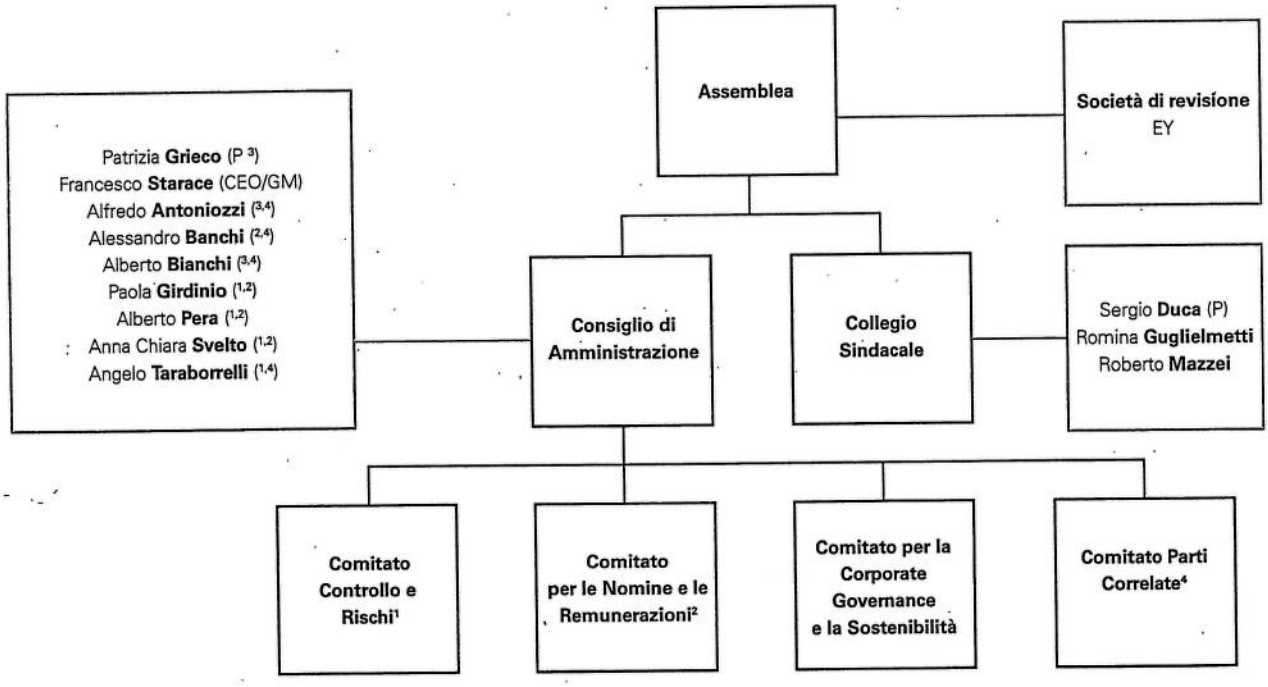
1365

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Il sistema di corporate governance di Enel SpA è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate [1], 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 princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali; (ii) sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società; (iii) sulla revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti; e, infine, (iv) sulle modalità di concreta attuazione delle regole di governo societario previste dal Codice di Autodisciplina;
> dell'Assemblea dei soci, competente a deliberare tra l'altro – in sede ordinaria o straordinaria – in merito: (i) alla nomina e alla revoca dei componenti il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale e circa i relativi compensi e responsabilità; (ii) all'approvazione del Bilancio e alla destinazione degli utili; (iii) all'acquisto e all'alienazione delle azioni proprie; (iv) ai piani di azionariato; (v) alle modificazioni dello Statuto sociale; (vi) all'emissione di obbligazioni convertibili.

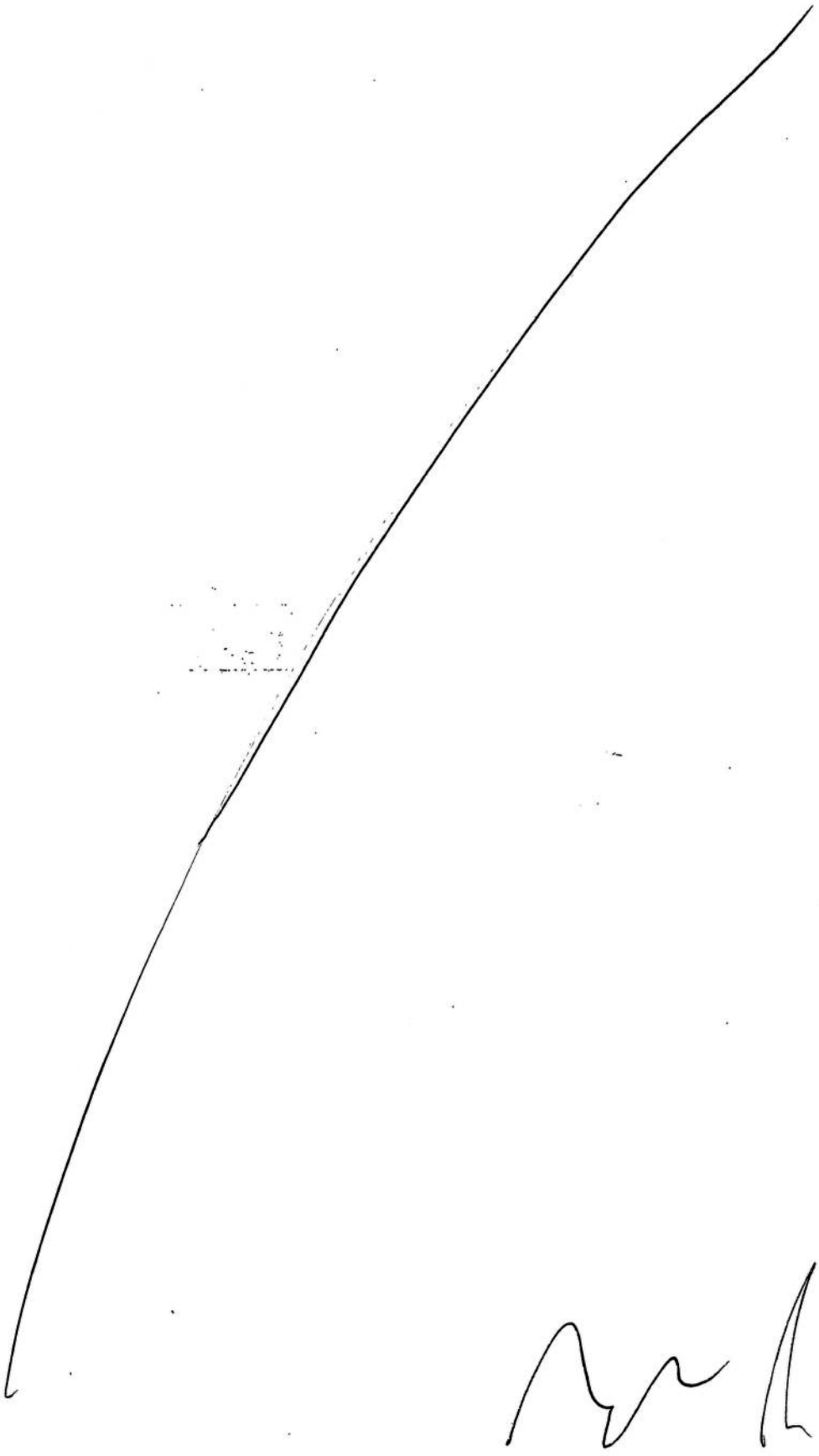
L'attività di revisione legale dei conti risulta affidata a una società specializzata iscritta nell'apposito registro, nominata dall'Assemblea dei soci su proposta motivata del Collegio Sindacale.



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").

(1) Disponibile nella versione vigente sul sito internet di Borsa Italiana (all'indirizzo http://www.borsaitaliana.it/comitato-corporate-governance/codice/2015clean.pdf).

1366



Concept design e realizzazione
You&Web - Gruppo HDRÀ

Revisione testi
postScriptum

Stampa
Tipografia Facciotti

Tiratura: 400 copie

Finito di stampare nel mese di aprile 2017

PAGINE INTERNE

Carta
Fedrigoni Xper

Grammatura
120 g/m²

Numero di pagine
460

COPERTINA

Carta
Fedrigoni Splendorlux Mirror Argento

Grammatura
320 g/m²

Questa pubblicazione è stampata su carta 100% certificata FSC®

FSC
www.fsc.org
MISTO
Carta da fonti gestite in maniera responsabile
FSC® C105568

Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Italia

Enel
Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale
Euro 10.166.679.946 (al 1° aprile 2016) i.v.
Registro Imprese di Roma,
Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. 756032
Partita IVA 00934061003

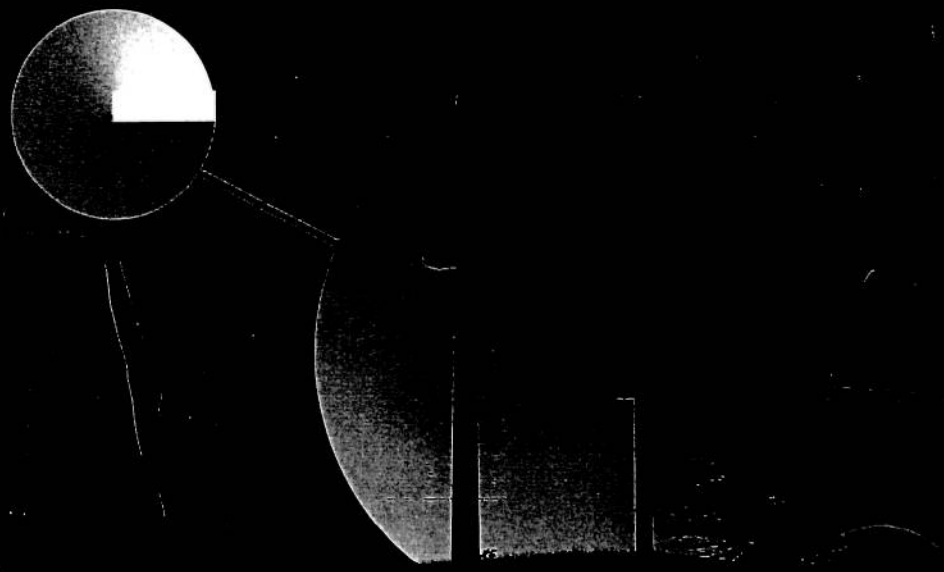
© Enel S.p.A.
00198 Roma, viale Regina Margherita 137

1368

Andrea Antonio

Vera la firma di Andrea Antonio nato a Caivano il 25 settembre 1962 apposta in mia presenza a Roma il 4/5/2017





enel

enel.com