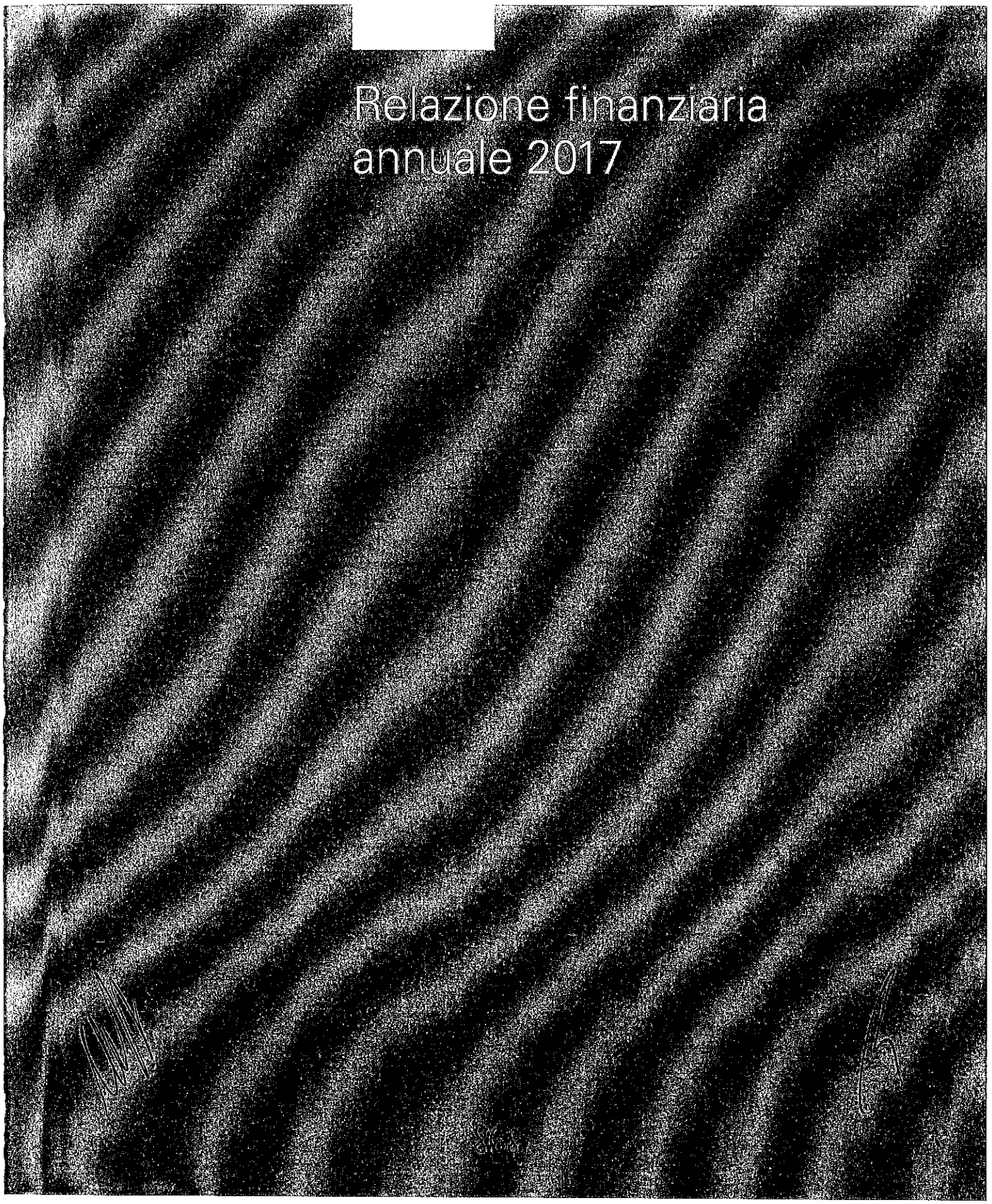
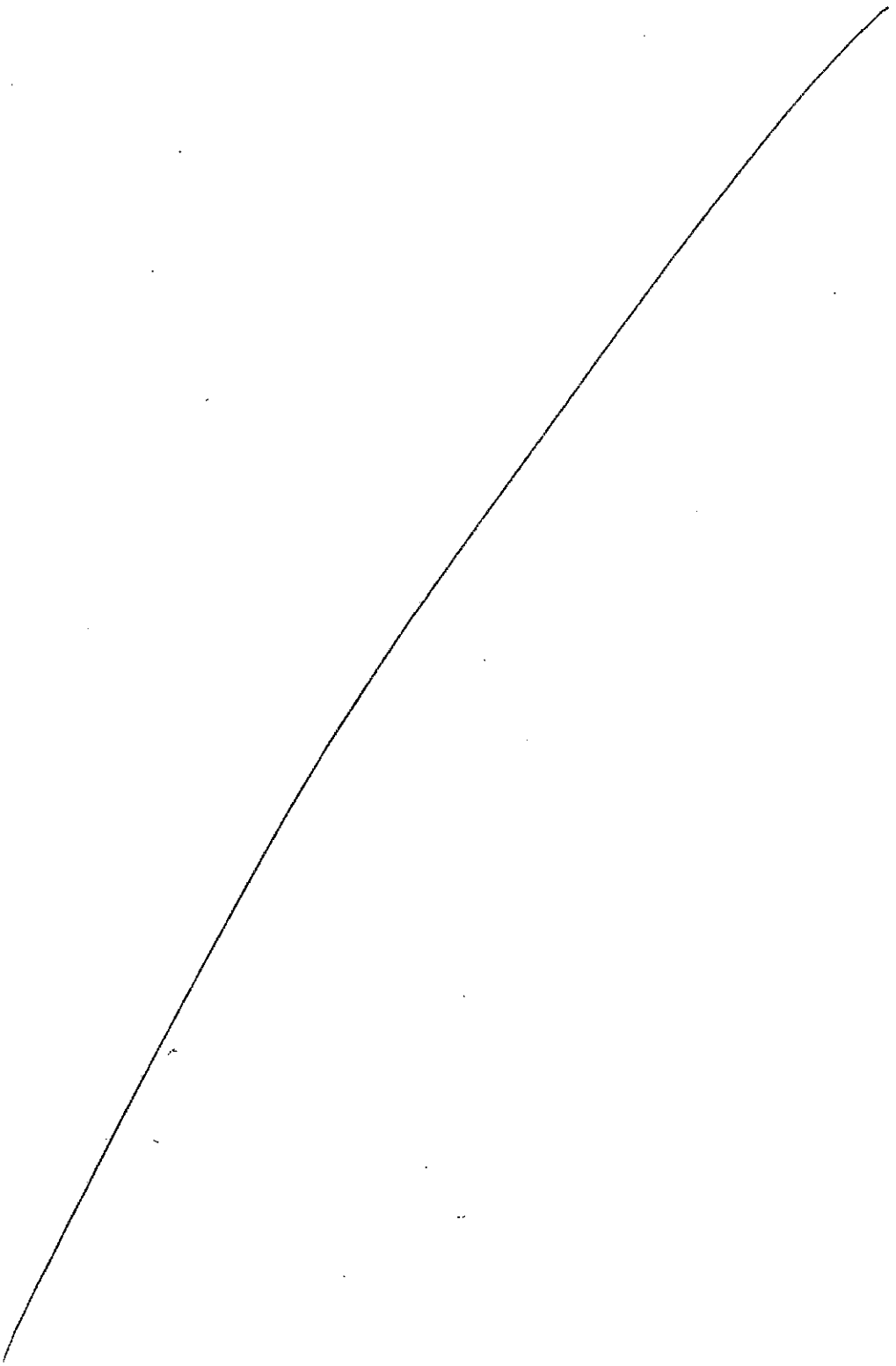
Relazione finanziaria annuale
2017



enel

Relazione finanziaria annuale 2017





Indice

Relazione sulla gestione 6

> Modello organizzativo di Enel | 8
> Organi sociali e assetto dei poteri | 10
> Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder | 12
> Sintesi dei risultati | 18
> Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo | 28
> Risultati economici per area di attività | 42
> Andamento economico-finanziario di Enel SpA | 85
> Fatti di rilievo del 2017 | 91
> Scenario di riferimento | 109
> Principali rischi e incertezze | 146
> Prevedibile evoluzione della gestione | 152
> Altre informazioni | 154
> **Sostenibilità** | 158
> Informativa sulle parti correlate | 176
> Prospetto di raccordo tra patrimonio netto e risultato di Enel SpA e i corrispondenti dati consolidati | 177

Bilancio consolidato 178

> Prospetti contabili consolidati | 180
> Note di commento | 187
> Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 329

Bilancio di esercizio di Enel SpA 332

> Prospetti contabili | 334
> Note di commento | 341
> Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari | 405

Relazioni 408

> Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA | 410
> Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2017 di Enel SpA | 418
> Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2017 del Gruppo Enel | 424
> Convocazione dell'Assemblea ordinaria e straordinaria | 434
> Proposta di destinazione dell'utile dell'esercizio e distribuzione di riserve disponibili | 435

Allegati 438

> Imprese a partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 | 440

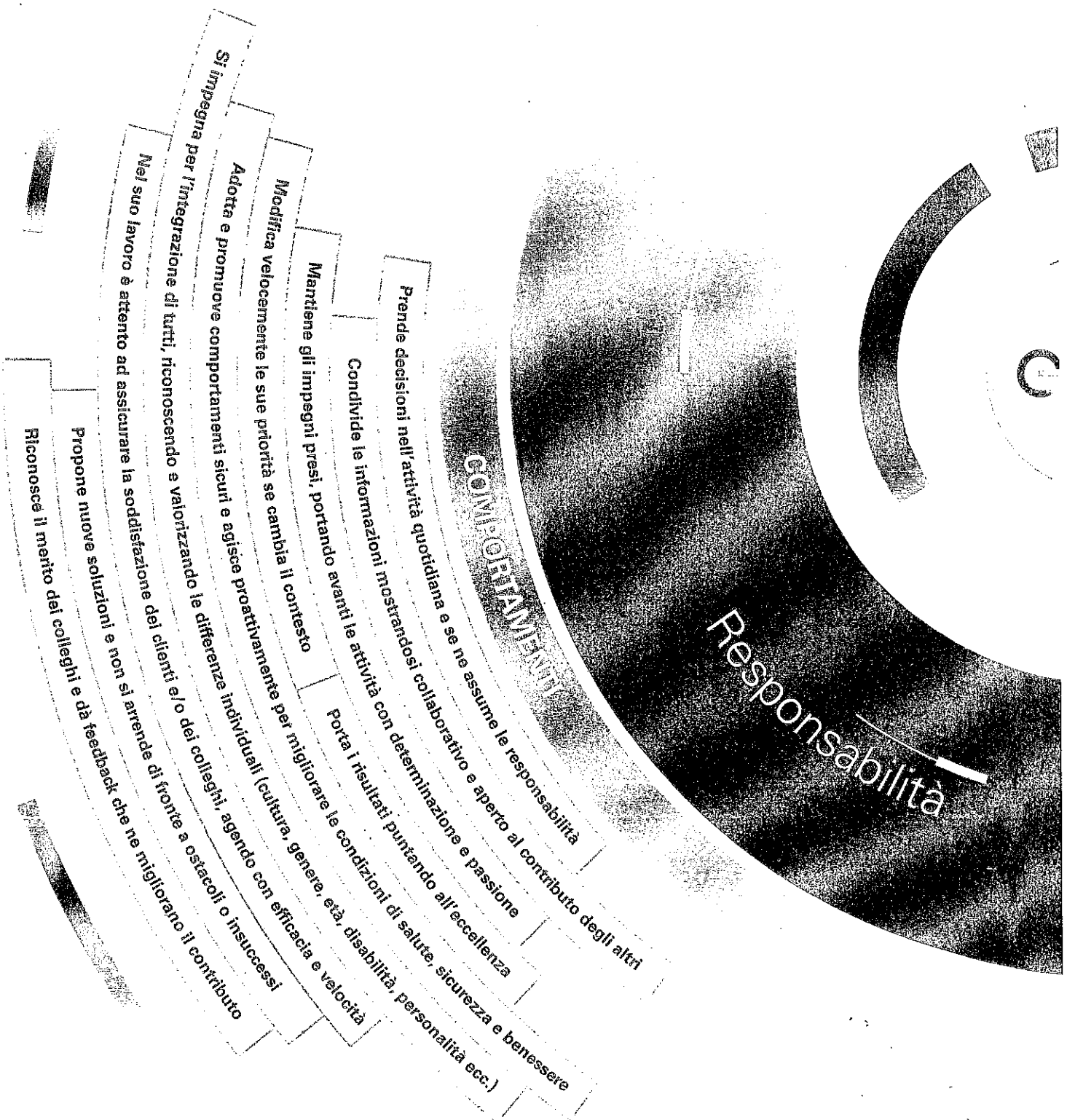
Corporate governance 486

> Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari | 488

870

Enel is Open Power

Apertura al mondo esterno, alla tecnologia e, al nostro interno, tra colleghi. Questo è il concetto strategico di Open Power. Ma per trasferire appieno ai clienti, ai nostri interlocutori, l'essenza di una nuova Enel innovativa e aperta, è fondamentale condividere questo atteggiamento di apertura all'interno dell'azienda. Per creare una cultura comune tra tutte le diverse realtà del Gruppo è stata individuata una 'galassia' composta da una Visione – per la prima volta in Enel – che rappresenta il grande obiettivo a lungo termine, da una Missione 2025 espressa in cinque punti, dai valori che rappresentano il DNA di Enel e dai dieci comportamenti che devono ispirare tutte le persone che lavorano in azienda. Andiamo a scoprire insieme la galassia Open Power.



VALORI

Fiducia

Proattività

Open Power per risolvere le più grandi sfide del nostro mondo

IONE

Apriamo l'**accesso** all'energia a **più persone**

Ci apriamo a nuovi **usi dell'energia**

Apriamo il mondo dell'energia alle **nuove tecnologie**

Ci apriamo a nuovi modi di gestire l'**energia per la gente**

Ci apriamo a nuove **partnership**

01

Relazione sulla ges



Modello organizzativo di Enel

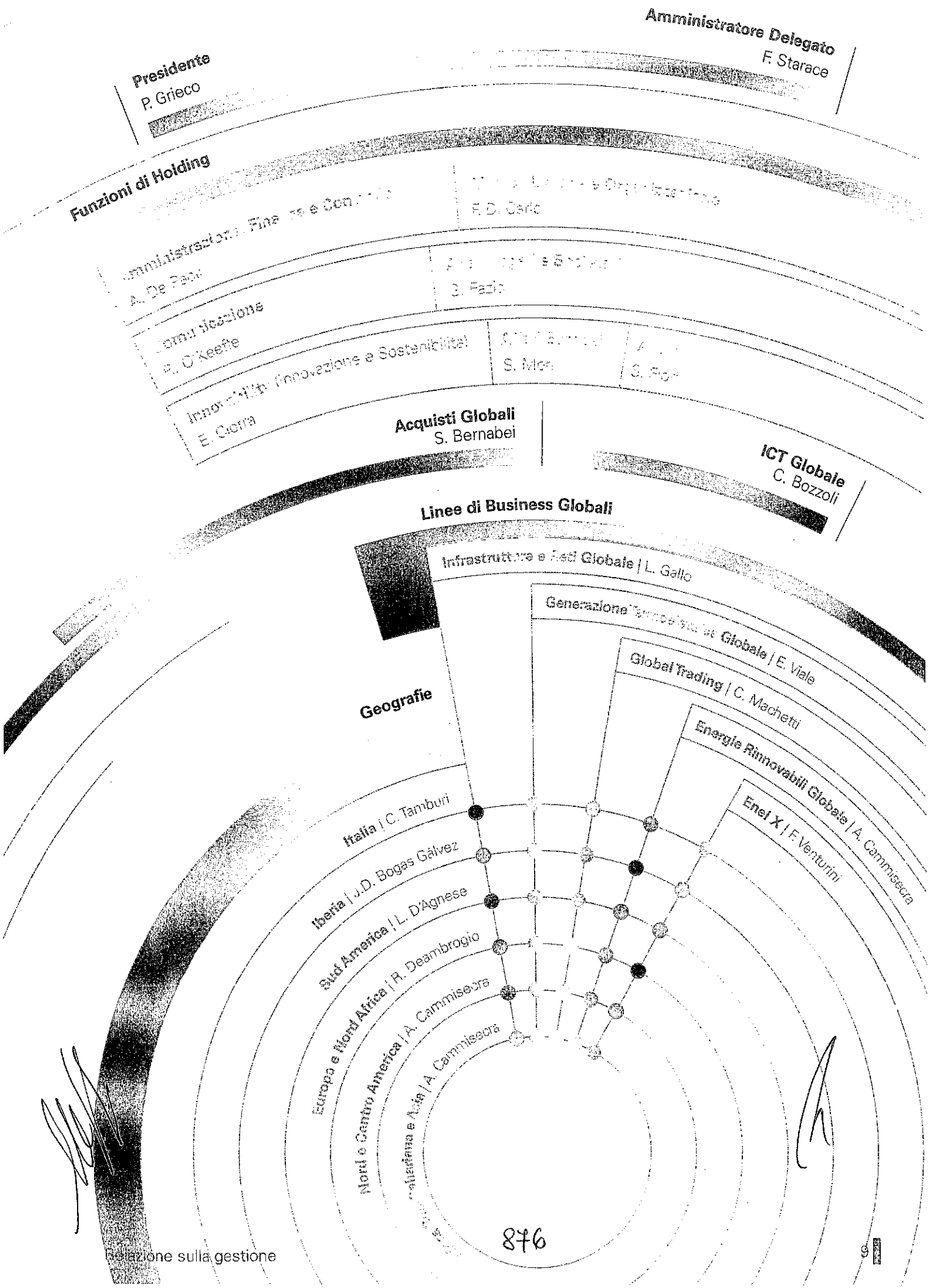
In data 28 aprile 2017 il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, introducendo una nuova Global Business Line, denominata "Enel X", al fine di favorire l'attenzione al cliente e la digitalizzazione quali acceleratori di valore all'interno del Piano Strategico 2017-2019.

In particolare, la nuova struttura organizzativa del Gruppo Enel si articola, come la precedente, in una matrice che considera:

- *Divisioni* (Generazione Termoelettrica Globale e Trading, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Enel X), cui è affidato il compito di gestire e sviluppare gli asset, ottimizzandone le prestazioni e il ritorno sul capitale investito, nelle varie aree geografiche di presenza del Gruppo; alle Divisioni è affidato inoltre il compito di migliorare l'efficienza dei processi gestiti e condividere le migliori pratiche a livello mondiale. Il Gruppo potrà beneficiare di una visione industriale centralizzata dei progetti nelle varie linee di business. Ogni singolo progetto sarà valutato non solo sulla base del ritorno finanziario, ma anche in relazione alle migliori tecnologie disponibili a livello di Gruppo;
- *Regioni e Paesi* (Italia, Iberia, Sud America, Europa e Nord Africa, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia), cui è affidato il compito di gestire nell'ambito di ciascun Paese di presenza del Gruppo le relazioni con organi istituzionali e autorità regolatorie locali, nonché le attività di vendita di energia elettrica e gas, fornendo altresì supporto in termini di attività di staff e altri servizi alle Divisioni.

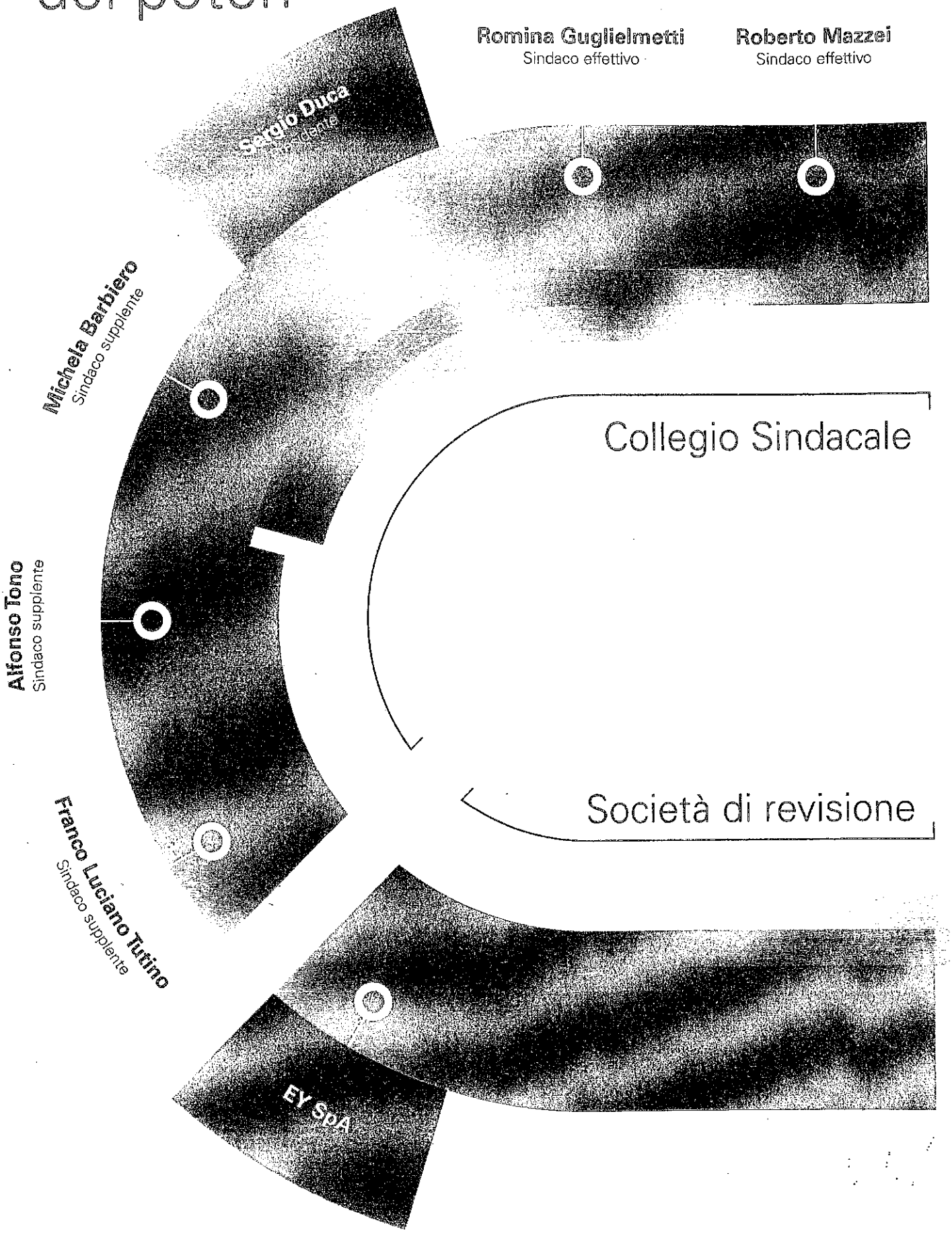
A tale matrice si associano in un'ottica di supporto al business:

- *Funzioni Globali di Servizio* (Acquisti e ICT), cui è affidato il compito di gestire le attività di information and communication technology e gli acquisti a livello di Gruppo;
- *Funzioni di Holding* (Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Affari Legali e Societari, Audit, Affari Europei, Innovazione e Sostenibilità), cui è affidato il compito di gestire i processi di governance a livello di Gruppo.


Presidente
P. Grieco
Amministratore Delegato
F. Starace
Funzioni di Holding
Amministrazione, Finanze e Controllo
A. De Paoli
F. D. Carlo
Comunicazione
R. O'Keeffe
S. Fazio
Innovability (Innovazione e Sostenibilità)
E. Ciorra
S. Mori
Acquisti Globali
S. Bernabei
ICT Globale
C. Bozzoli
Linee di Business Globali
Infrastrutture e Reti Globale | L. Gallo
Generazione Termoelettrica Globale | E. Viale
Global Trading | C. Machetti
Energie Rinnovabili Globale | A. Cammisecra
Enel X | F. Venturini
Geografie
Italia | C. Tamburi
Iberia | J.D. Bogas Gálvez
Sud America | L. D'Agnese
Europa e Nord Africa | R. Deambrogio
Nord e Centro America | A. Cammisecra
Asia | A. Cammisecra

876

Organi sociali e 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.



Alfredo Antoniozzi
Consigliere

Alberto Bianchi
Consigliere

Cesare Calari
Consigliere

Francesco Sfarace
Amministratore Delegato

Patrizia Grieco
Presidente

Paola Girdinio
Consigliere

Alberto Pera
Consigliere

Angelo Taraborrelli
Consigliere

Anna Chiara Svelto
Consigliere

Silvia Alessandra Fappani
Segretario del Consiglio

L'**Amministratore Delegato** ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale ed è inoltre investito, in base a deliberazione consiliare del 5 maggio 2017, 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.

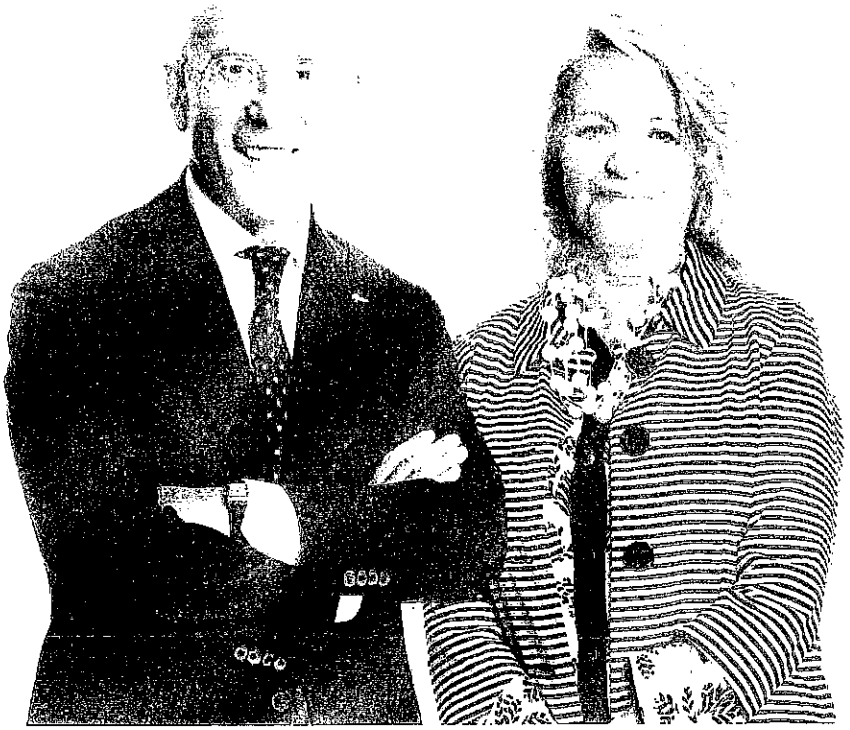
Il Presidente ha per statuto i poteri di rappresentanza legale della Società e la firma sociale, presiede l'Assemblea, convoca e presiede il Consiglio di Amministrazione e verifica l'attuazione delle deliberazioni del Consiglio stesso. Al Presidente sono inoltre riconosciute, in base a deliberazione consiliare del 5 maggio 2017, alcune ulteriori attribuzioni di carattere non gestionale.



Lettera agli azionisti e agli altri stakeholder

Cari azionisti, cari stakeholder,

anche nel 2017 il Gruppo Enel ha dovuto affrontare alcune variazioni di scenario macroeconomico molto profonde e repentine, di fronte alle quali le scelte strategiche messe in campo negli ultimi anni gli hanno consentito di trovarsi preparato di fronte alle difficoltà emergenti e di cogliere le opportunità che si sono presentate in questo contesto di volatilità elevata e di crescente complessità. L'efficacia dell'impostazione strategica e la capacità di implementazione operativa hanno permesso a Enel di diventare durante l'anno la utility europea a maggiore capitalizzazione di mercato, confermando la bontà delle scelte fatte negli ultimi anni.



Il contesto macroeconomico

Nel 2017 l'attività economica a livello globale è cresciuta a un tasso medio del 3,7%, il più alto registrato dal 2011. Le economie nella fase avanzata del ciclo espansivo hanno consolidato il proprio posizionamento; mentre quelle che nel 2016 avevano iniziato il processo di ripresa hanno mostrato ulteriori segnali di miglioramento.
Nonostante il permanere di alcuni fattori di incertezza, come le trattative per la Brexit e quelle per la rinegoziazione del NAFTA, i dati positivi sullo stato dell'economia globale hanno contribuito a migliorare il livello generale di fiducia e a ridurre la volatilità dei mercati finanziari. Nel 2017 le economie hanno in particolare beneficiato del rialzo dei prezzi delle materie prime, della ripresa del commercio globale e, in alcuni casi, della riduzione dei livelli d'inflazione, che ha consentito politiche monetarie più espansive.
Nello specifico, nell'area euro le economie sono cresciute a ritmi superiori alle aspettative e la pressione inflazionistica, seppur eterogenea, è in graduale aumento.
Sebbene perduri l'eccezionale liquidità del sistema, alimentata dalle politiche monetarie espansive delle principali banche centrali, il miglioramento del quadro macroeconomico ha indotto la BCE a ridurre l'ammontare dei titoli acquisitati nell'ambito del Quantitative Easing e ad annunciarne una possibile cessazione, segnalando l'intento di iniziare un graduale processo di normalizzazione della politica monetaria.
Gli Stati Uniti continuano a crescere a ritmi sostenuti. L'inflazione strutturale, corroborata da un mercato del lavoro estremamente forte, è prossima al livello target del 2%, spingendo la Federal Reserve a una stretta monetaria.
Il 2017 è stato un anno di crescita economica anche per il Sud America: il Brasile e l'Argentina sono uscite dal periodo di recessione, mentre il Perù e il Messico hanno mostrato una forte resilienza a shock esterni, e la Colombia e il Cile confermano buoni ritmi di crescita, seppure con velocità ridotta rispetto agli anni precedenti.
Per quanto riguarda le commodity, nel corso del 2017 il prezzo del petrolio è passato da una prima fase di sostanziale stabilità (con minimi di circa 45 $/bbl di fine giugno) a una fase di costante crescita, culminata a fine anno sopra i 65 $/bbl, a seguito

dell'accordo OPEC sui tagli alla produzione. Il prezzo del carbone ha registrato livelli molto più elevati rispetto al 2016, principalmente a causa del forte incremento della domanda in Cina, delle alte temperature raggiunte durante l'estate nel sud Europa e dei problemi strutturali in Indonesia e Australia, che ne hanno limitato i flussi verso i mercati internazionali. Il mercato del gas è stato invece caratterizzato dal crescente ruolo del LNG e da una domanda europea in forte aumento, spinta sia da fattori stagionali sia dalla minore disponibilità degli impianti nucleari francesi nella prima parte dell'anno, con una pressione al rialzo dei prezzi rispetto all'anno precedente.
Il 2017 ha inoltre visto una sostanziale e omogenea ripresa della domanda elettrica in quasi tutti i Paesi di presenza del Gruppo Enel. In particolare, in Europa tale crescita si è attestata attorno all'1% rispetto allo scorso anno, grazie alle temperature particolarmente calde durante l'estate e fredde nell'ultima parte dell'anno; e anche il Sud America (a eccezione dell'Argentina) ha registrato un trend positivo di crescita dei consumi elettrici.
Il 2017 è stato inoltre caratterizzato da un'eccezionale ondata di siccità e, di conseguenza, da una scarsa disponibilità di risorsa idrica, che ha fortemente penalizzato la produzione idroelettrica in alcuni mercati chiave come Italia, Spagna e Cile.

I risultati economici

A fronte delle avverse condizioni di mercato delle commodity gas e carbone e della scarsa risorsa idroelettrica, il Gruppo Enel è riuscito a superare gli obiettivi finanziari prefissati per il 2017.
In particolare, il Gruppo ha chiuso l'esercizio con un EBITDA ordinario pari a 15,6 miliardi di euro, in crescita rispetto ai 15,2 miliardi di euro dello scorso anno e superiore rispetto alla guidance fornita al mercato. L'utile netto ordinario, sul quale viene calcolato il dividendo, è aumentato di 14 punti percentuali, raggiungendo i 3,7 miliardi di euro rispetto ai 3,2 miliardi di euro dell'anno precedente.
Il dividendo 2017 ammonta a 23,7 centesimi per azione (con un pay-out implicito pari al 65%), in aumento del 32% rispetto ai 18 centesimi dell'anno precedente e ben al di sopra del dividendo minimo di 21 centesimi garantito agli azionisti. In linea con la politica di acconto sui dividendi già applicata lo scorso anno, è stato distribuito un acconto di 10,5 centesimi di euro nel mese di gennaio 2018.
Il rapporto FFO su debito netto, che indica il livello di solidità finanziaria, ha raggiunto il 27%, in linea con l'obiettivo prefissato e in miglioramento rispetto al 26% dell'anno precedente. Il debito netto è rimasto sostanzialmente stabile a 37,4 miliardi di euro, in miglioramento rispetto alla guidance di 37,8 miliardi di euro, nonostante la prosecuzione degli investimenti del Gruppo destinati alla crescita (che quest'anno si sono attestati su un livello di circa 8,1 miliardi di euro, solo marginalmente inferiori rispetto ai livelli record del 2016).
Questi risultati decisamente positivi sono rispecchiati dall'andamento del titolo Enel, che nel 2017 ha registrato un incremento di circa 21,5 punti percentuali. Una performance ancora più rilevante, se confrontata con l'indice di riferimento per il settore utility europeo (Euro STOXX Utilities UEM), cresciuto di circa il 14,6%, e con l'indice di riferimento del mercato italiano (FTSE-MIB), che nello stesso periodo ha registrato un incremento dell'11,7%.

Principali avvenimenti

Per quanto riguarda la crescita industriale, anche nel 2017 prosegue lo sviluppo delle energie rinnovabili, con 2.600 MW di nuova capacità costruita, di cui 300 MW di capacità gestita. Nel corso dell'anno sono stati inoltre aggiudicati (tramite gare pubbliche o accordi privati) contratti di fornitura da fonti rinnovabili per un totale di circa 5.000 MW nelle Americhe, in Spagna, Russia, Australia ed Etiopia. Sono state inoltre realizzate operazioni rilevanti, con riguardo sia alla chiusura di tax partnership negli Stati Uniti, sia alla firma di accordi di cessione in attuazione del modello di business BSO ("Build, Sell and Operate") in Messico.
Il 2017 è stato un anno significativo anche in tema di acquisizioni. In particolare, quelle effettuate tramite la nuova Linea di Business Globale Enel X hanno riguardato società attive nei settori della gestione della domanda, dello stoccaggio di energia e della realizzazione di infrastrutture per la mobilità elettrica; mentre le acquisizioni realizzate nel business delle reti di distribuzione hanno consentito al Gruppo di diventare il secondo operatore di distribuzione di energia elettrica in Brasile.
Una delle più importanti sfide del 2017 riguarda l'installazione massiva di smart meter nei Paesi in cui operano le società di distribuzione del Gruppo. In particolare, in Italia – Paese storicamente all'avanguardia su questo fronte – a giugno è stato

881



lanciato il piano di sostituzione di 32 milioni di contatori elettronici di prima generazione con il nuovo Open Meter (ossia, il contatore di seconda generazione). Nel 2017, l'installazione in Italia di 1,7 milioni di Open Meter permette di abilitare funzionalità finora inesplorate e di progredire sempre più verso il mondo delle smart grid. Inoltre, in Spagna sono stati già installati oltre 11 milioni di contatori elettronici, di cui circa 2 milioni nel solo 2017, e in Romania circa 290.000, di cui oltre la metà nel 2017.

Nel 2017 continua inoltre l'impegno del Gruppo per la realizzazione della rete in fibra ottica a banda ultralarga in Italia. Nell'ambito del programma di gestione attiva del portafoglio, tra le principali operazioni si ricordano poi l'acquisto di quote di minoranza delle società in Romania e la vendita delle quote di partecipazione nella miniera di carbone a Bayan, in Indonesia.

Nell'ambito dell'impegno per la mobilità elettrica, nel mese di novembre 2017 Enel ha presentato il Piano nazionale per l'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, che prevede una copertura capillare su tutto il territorio italiano, grazie alla posa di circa 7.000 colonnine entro il 2020, arrivando a 14.000 colonnine entro il 2022.

Anche dal punto di vista finanziario, il 2017 è stato un anno intenso, che ha visto l'emissione del primo Green Bond e il lancio di due emissioni obbligazionarie nel mercato statunitense.

Nel 2017 prosegue anche l'impegno nel campo dell'innovazione, dove, in attuazione della strategia di Open Innovation, la rete di sette innovation hub – di cui tre di nuova apertura a San Francisco, Mosca e Madrid – permette al Gruppo di cogliere le opportunità che provengono dai più importanti ecosistemi di innovazione al mondo, nonché di promuovere attivamente la collaborazione con le migliori start-up a livello globale. Oggi il Gruppo vanta un portafoglio di 126 collaborazioni attive, principalmente nei settori della mobilità elettrica e smart charging, dell'efficienza energetica, dell'automazione avanzata degli impianti di generazione, della digitalizzazione delle reti e dell'Internet of Things.

I risultati presentati sono stati raggiunti anche grazie alla prosecuzione delle attività di razionalizzazione della struttura organizzativa, oggi più razionale ed efficiente, anche a seguito del riassetto societario in Cile.

Strategia e previsioni per il 2018

La strategia adottata negli ultimi anni, insieme con la sua efficace attuazione, ha consentito al Gruppo di conseguire gli obiettivi prefissati, confermando una notevole capacità di generazione di valore e il suo chiaro posizionamento rispetto alla transizione energetica in atto. Enel oggi è riconosciuta come leader globale nella generazione da fonti

rinnovabili e nella distribuzione tramite reti digitalizzate: due pilastri chiave in un contesto energetico che evolve verso l'elettrificazione dei consumi finali e la profonda decarbonizzazione del mix energetico.

Il nostro settore vive oggi una fase di forte dinamismo, grazie alla spinta di due driver fondamentali, che si auto-alimentano e rafforzano reciprocamente: la digitalizzazione, con le tecnologie che abilitano processi e servizi innovativi in tempi sempre più rapidi e a costi minori; e la centralità del cliente, sempre più attivamente coinvolto e in grado di scegliere in maniera più consapevole e informata.

Nel novembre 2017, per dare ulteriore impulso al percorso strategico intrapreso, è stato presentato il Piano Strategico 2018-2020, con il quale sono stati sostanzialmente confermati i contenuti e gli obiettivi di medio termine del Gruppo, includendo il 2020 nell'orizzonte di piano. Il Piano Strategico di Enel è frutto del lavoro di condivisione tra il management e il Consiglio di Amministrazione, che è chiamato all'approvazione della strategia, nonché al monitoraggio periodico della sua attuazione.

Nel Piano Strategico, la digitalizzazione e l'attenzione al cliente si confermano quali fattori abilitanti fondamentali della strategia del Gruppo Enel.

In particolare, la digitalizzazione delle operation rappresenta una leva fondamentale per la creazione di valore nel medio-lungo termine, grazie alla trasformazione dei processi, all'introduzione di nuovi sistemi e al continuo dialogo con la tecnologia per una migliore efficienza ed efficacia, e per essere sempre più resilienti e flessibili rispetto a mutamenti repentini del contesto competitivo. Proprio per questi motivi, nel nuovo Piano salgono a 5,3 miliardi di euro gli investimenti destinati alla digitalizzazione nei prossimi tre anni, rispetto ai 4,7 miliardi di euro previsti dal piano precedente. In particolare, il piano di investimenti punta alla digitalizzazione, non solo degli asset nel settore delle reti (contatori intelligenti, controllo da remoto e connettività dei sistemi), ma anche della relazione con i clienti, e promuove al contempo un maggiore orientamento al digitale per tutte le persone del Gruppo Enel.

L'attenzione al cliente beneficia di un impulso significativo grazie alla creazione della nuova Linea di Business Globale Enel X, la cui offerta commerciale si affianca al business tradizionale della vendita di elettricità e gas, focalizzandosi sulla fornitura di servizi a valore aggiunto per i clienti domestici e industriali e per le città, oltre che sulla mobilità elettrica, con l'obiettivo di generare 3,3 miliardi di euro di EBITDA nel 2020.

Il percorso di crescita industriale del Gruppo, dopo gli importanti traguardi raggiunti in questi anni, continua a rafforzarsi. Nel periodo 2018-2020, Enel prevede di allocare il 70% delle risorse a investimenti per la crescita e il 30% ad attività di manutenzione, con un investimento complessivo di 24,6 miliardi di euro, consolidando così il percorso di crescita e allo stesso tempo mantenendo il livello di indebitamento al 2020 sui livelli attuali, grazie a una solida generazione di cassa. In particolare, il programma relativo agli investimenti per la crescita è dedicato per l'80% ai mercati maturi, contribuendo a un'ulteriore riduzione del profilo di rischio ed evidenziando un'elevata flessibilità nell'allocazione delle risorse verso le migliori opportunità di crescita.

Il Gruppo prevede inoltre di proseguire, nei prossimi anni, il percorso di razionalizzazione degli asset esistenti, principalmente focalizzandosi sul parco impianti di generazione da fonte termoelettrica e sull'uscita da Paesi non strategici; e prevede altresì di investire in acquisizioni strategiche fino a 4,7 miliardi di euro.

Nella strategia di Enel, le persone sono un elemento centrale, e per questo il Gruppo punta a valorizzarne sempre più le competenze, considerandole motore dello sviluppo e del cambiamento, secondo una visione ispirata ai princípi di etica, trasparenza, inclusività, diversità, rispetto dei diritti umani e massima attenzione alla sicurezza.

Proseguendo nel cammino intrapreso, il Piano Strategico promuove l'attuazione di un modello di business sostenibile lungo tutta la catena del valore, con particolare riferimento ai 17 obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (SDG). Per Enel la sostenibilità, nel binomio imprescindibile con l'innovazione, è centrale nella strategia del Gruppo, e si integra pienamente con la dimensione industriale e finanziaria, nella consapevolezza che è possibile rimanere competitivi nel lungo periodo e creare valore in un contesto mutevole solo grazie all'individuazione di soluzioni di business sostenibili, capaci di ridurre l'impatto ambientale e di accrescere l'interazione e la cooperazione con tutti gli stakeholder. Le azioni intraprese dal Gruppo in linea con

questa visione hanno contribuito al raggiungimento, già nel 2017, di alcuni degli impegni verso gli SDG che il Gruppo aveva fissato per il 2020. In particolare, Enel conferma e rafforza il proprio impegno specifico sui seguenti SDG:

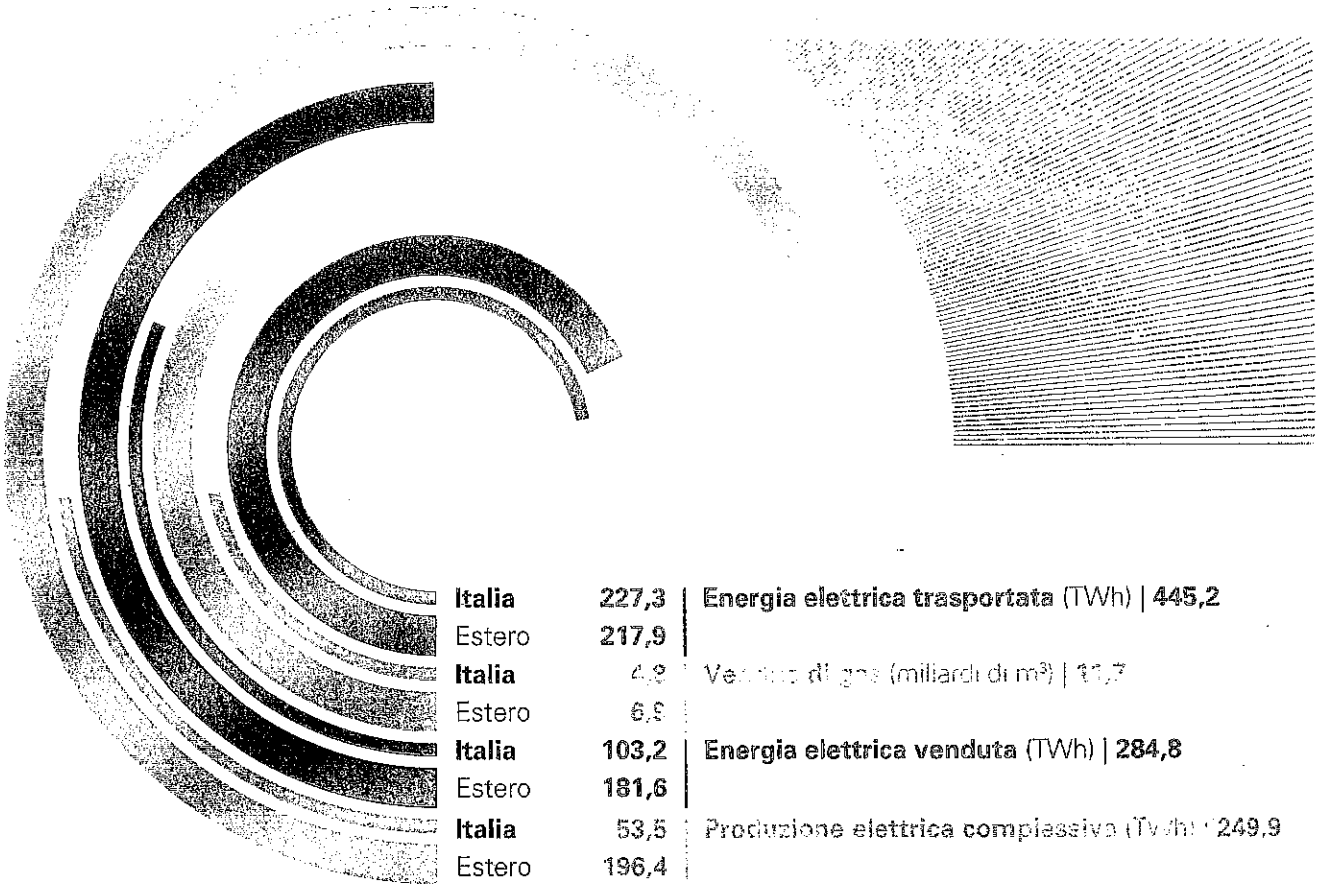
- 800.000 beneficiari di un'istruzione di qualità entro il 2020, raddoppiando il precedente obiettivo di 400.000 beneficiari (SDG 4);
- 3 milioni di beneficiari per quanto riguarda l'accesso a energia pulita e a basso costo entro il 2020, principalmente in Africa, Asia e Sud America (SDG 7);
- 3 milioni di beneficiari in termini di occupazione e crescita economica sostenibile e inclusiva entro il 2020, raddoppiando il precedente obiettivo di 1,5 milioni (SDG 8);
- riguardo alla lotta al cambiamento climatico (SDG 13), Enel continua il processo di decarbonizzazione del proprio mix produttivo con l'obiettivo di ridurre l'emissione media di CO_2 per kWh prodotto a 350 gCO_2/kWh_{eq} entro il 2020, in traiettoria per una completa decarbonizzazione al 2050.

Il Gruppo Enel continua a procedere nel percorso di trasformazione intrapreso alcuni anni fa. Le direttrici di questo percorso sono basate sulla trasparenza e piena visibilità verso i propri azionisti e gli altri stakeholder delle azioni che verranno intraprese da qui ai prossimi anni, con l'obiettivo di dare ai nostri azionisti un'attrattiva remunerazione e di generare valore sostenibile nel lungo periodo per tutti gli stakeholder.

Presidente del Consiglio di Amministrazione
Patrizia Grieco

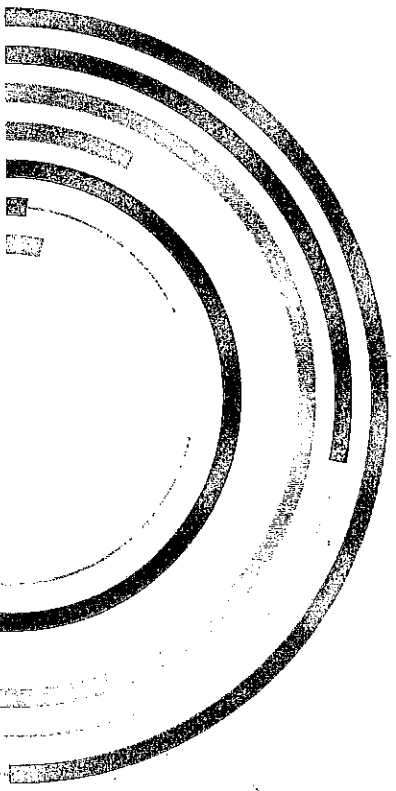
Amministratore Delegato e Direttore Generale
Francesco Starace

Sintesi dei risultati

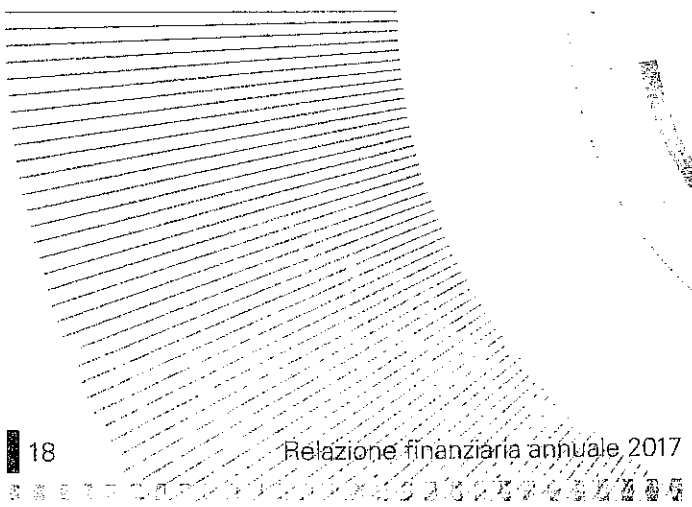


Italia	**227,3**	**Energia elettrica trasportata** (TWh) | **445,2**
Estero	**217,9**	
Italia	4,9	Vendite di gas (miliardi di m³) | 11,7
Estero	6,8	
Italia	**103,2**	**Energia elettrica venduta** (TWh) | **284,8**
Estero	**181,6**	
Italia	53,5	Produzione elettrica complessiva (TWh) | 249,9
Estero	196,4	

Investimenti per area geografica
8.130 (milioni di euro)



1.812	Italia
1.105	Iberia
3.002	Sud America
307	Europa e Nord Africa
1.802	Nord e Centro America
30	Africa Sub-Sahariana e Asia
72	Altro, elisioni e rettifiche



885


Dati economici 2017 | (milioni di euro rispetto al 2016)
Ricavi 74.639 (+5,7%)
Margine operativo lordo 15.653 (+2,5%)
Risultato operativo 9.792 (+9,8%)
Risultato netto 5.329 (+40,7%)
Produzione netta complessiva per fonte | 261,8 (TWh)
Carbone 28%
Nucleare 10%
Cicli combinati a gas 18%
Olio e turbogas 11%
Rinnovabili 33%
Produzione netta complessiva per fonte rinnovabile | 81,7 (TWh)
Idroelettrico 68%
Eolico 22%
Geotermico 7%
Biomasse e solare 3%
Dipendenti per settori di business
62.900
28.684
9.711
13.903
5.733
2.050
198
Italia
Iberia
Sud America
Europa e Nord Africa
Nord e Centro America
Africa Sub-Sahariana e Asia
Altro

886

Dati economici

Ricavi

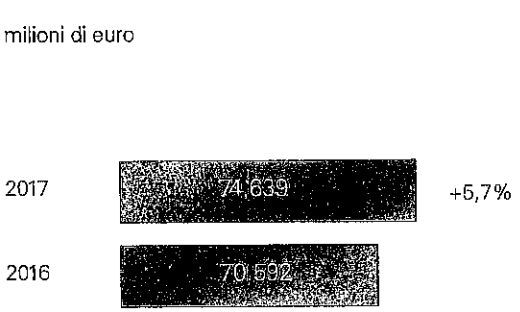
I **ricavi** del 2017 sono pari a 74.639 milioni di euro, con un incremento pari a 4.047 milioni di euro (+5,7%) rispetto al 2016. L'incremento è prevalentemente da riferire ai maggiori ricavi derivanti dalle vendite e dal trasporto di energia elettrica (in particolare sui mercati finali in Italia e Spagna) a seguito di maggiori quantità vendute in un regime di prezzi crescenti, per la gestione della rete e per la vendita di combustibili, in particolare di gas naturale. Inoltre, si segnalano maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica, correlati essenzialmente all'incremento delle quantità intermediate in un regime di prezzi crescenti.

Gli impatti positivi dei cambi, rilevati in tutti i Paesi con le sole eccezioni di Argentina e Stati Uniti, sono sostanzialmente compensati dagli effetti derivanti dalle variazioni di perimetro intervenute, relative alle cessioni di Slovenské elektrárne, Marcinelle Energie ed Enel France e alle acquisizioni di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D) ed EnerNOC.

I ricavi includono talune partite straordinarie, derivanti dalle plusvalenze da alienazione di società. Tale voce nel 2017 accoglie prevalentemente la plusvalenza di 143 milioni di euro per la cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.

Nel 2016 invece tale voce includeva principalmente la plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%) per 173 milioni di euro e la plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel.

La seguente tabella espone l'andamento dei ricavi per area geografica.

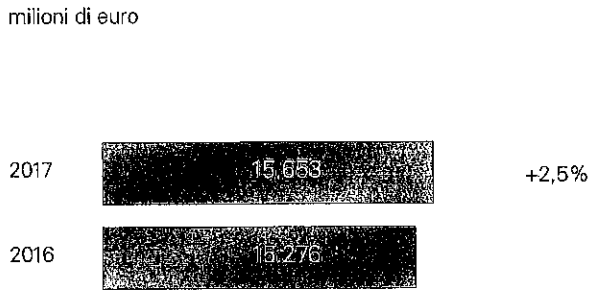


Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Italia	38.781	37.045	1.736	4,7%
Iberia	19.994	18.953	1.041	5,5%
Sud America	13.154	10.768	2.386	22,2%
Europa e Nord Africa	2.411	3.798	(1.387)	-36,5%
Nord e Centro America	1.187	1.125	62	5,5%
Africa Sub-Sahariana e Asia	96	29	67	-
Altro, elisioni e rettifiche	(984)	(1.126)	142	12,6%
Totale	**74.639**	**70.592**	**4.047**	**5,7%**

Margine operativo lordo

Il **margine operativo lordo** del 2017 è pari a 15.653 milioni di euro e si incrementa di 377 milioni di euro (+2,5%) rispetto al 2016, pur in presenza di una variazione di perimetro di consolidamento negativa per 225 milioni di euro (principalmente per l'effetto netto tra il deconsolidamento di Slovenské elektrárne ed EGPNA REP e l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D) ed EnerNOC) e di un contesto sfavorevole dovuto alle avverse condizioni climatiche e di idraulicità che hanno penalizzato i risultati del Gruppo. La crescita del margine operativo lordo trova pertanto riscontro, oltre che nell'effetto positivo della variazione dei tassi di cambio, nel risultato del piano di investimenti effettuato negli ultimi anni nonché nei piani di efficienza perseguiti dal Gruppo. La seguente tabella espone l'andamento del margine operativo lordo per area geografica.



Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Italia	6.863	6.618	245	3,7%
Iberia	3.573	3.562	11	0,3%
Sud America	4.204	3.556	648	18,2%
Europa e Nord Africa	543	762	(219)	-28,7%
Nord e Centro America	759	833	(74)	-8,9%
Africa Sub-Sahariana e Asia	57	14	43	-
Altro	(346)	(69)	(277)	-
Totale	**15.653**	**15.276**	**377**	**2,5%**

Il **margine operativo lordo ordinario** ammonta a 15.555 milioni di euro, con un incremento di 381 milioni di euro rispetto al 2016 (+2,5%). Le partite straordinarie del 2017, escluse dal margine operativo lordo ordinario, ammontano a 98 milioni di euro e si riferiscono:

- alla plusvalenza di 143 milioni di euro per la cessione di Electrogas; e
- alle minusvalenze rilevate in Sud America per la rinuncia a progetti idroelettrici in Cile e Colombia pari a 45 milioni di euro.

Si segnala, inoltre, che nel 2016 le partite straordinarie erano pari a 101 milioni di euro e includevano:

- 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 196 milioni di euro).

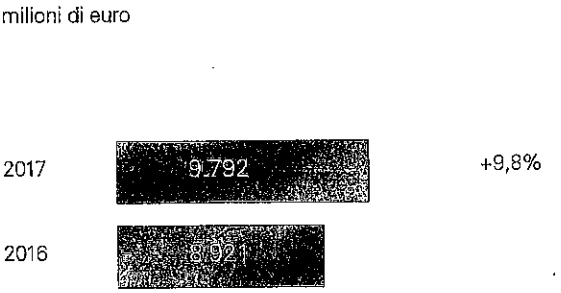
La seguente tabella espone l'andamento del margine operativo lordo ordinario per area geografica.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Italia	6.863	6.494	369	5,7%
Iberia	3.573	3.562	11	0,3%
Sud America	4.106	3.578	528	14,8%
Europa e Nord Africa	543	762	(219)	-28,7%
Nord e Centro America	759	833	(74)	-8,9%
Africa Sub-Sahariana e Asia	57	14	43	-
Altro	(346)	(69)	(277)	-
Totale	**15.555**	**15.174**	**381**	**2,5%**

Risultato operativo

Il **risultato operativo** del 2017 ammonta a 9.792 milioni di euro, con un incremento di 871 milioni di euro rispetto al 2016 (8.921 milioni di euro) a fronte di minori ammortamenti e impairment per 494 milioni di euro. Tale ultima variazione è quasi esclusivamente ascrivibile ai maggiori impairment rilevati nel 2016 rispetto al 2017. Infatti, nel 2016 si sono rilevati: l'adeguamento di valore sia di alcuni diritti d'acqua riferiti a progetti idroelettrici sui fiumi cileni Neltume e Choshuenco per i quali si intravedevano difficoltà di tipo procedurale (273 milioni di euro), sia degli asset upstream gas (55 milioni di euro), la svalutazione di Marcinelle Energie a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 per 51 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). Nel corso del 2017 è stato invece rilevato il solo impairment sulle attività di sviluppo della geotermia in Germania attraverso la partecipata Erdwärme Oberland GmbH (42 milioni di euro).
La seguente tabella espone l'andamento del risultato operativo per area geografica.



Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Italia	4.470	4.270	200	4,7%
Iberia	1.842	1.766	76	4,3%
Sud America	2.970	2.163	807	37,3%
Europa e Nord Africa	306	286	20	7,0%
Nord e Centro America	553	565	(12)	-2,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	15	(5)	20	-
Altro	(364)	(124)	(240)	-
Totale	**9.792**	**8.921**	**871**	**9,8%**

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 9.736 milioni di euro, con un incremento di 301 milioni di euro (3,2%) rispetto all'analogo periodo del 2016. La seguente tabella espone l'andamento del risultato operativo ordinario per area geografica.

Milioni di euro

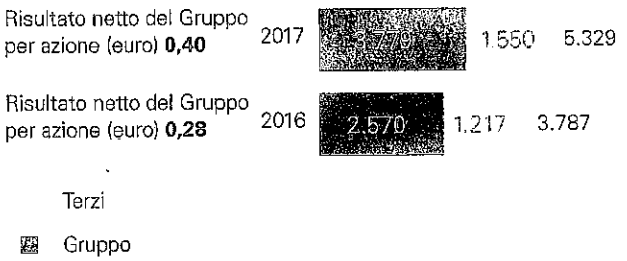
	2017	2016	2017-2016	
Italia	4.470	4.289	181	4,2%
Iberia	1.842	1.766	76	4,3%
Sud America	2.872	2.458	414	16,8%
Europa e Nord Africa	348	486	(138)	-28,4%
Nord e Centro America	553	565	(12)	-2,1%
Africa Sub-Sahariana e Asia	15	(5)	20	-
Altro	(364)	(124)	(240)	-
Totale	**9.736**	**9.435**	**301**	**3,2%**

Risultato netto

Il **risultato netto del Gruppo** del 2017 ammonta a 3.779 milioni di euro rispetto ai 2.570 milioni di euro dell'esercizio precedente. In particolare, il sopracitato incremento del risultato operativo è ulteriormente migliorato a seguito della riduzione degli oneri finanziari sul debito, della plusvalenza derivante dalla cessione di Bayan Resources e del diverso impatto nei due esercizi dell'adeguamento di valore della partecipazione in Slovak Power Holding nonché del credito finanziario collegato alla cessione di una quota della stessa società.
Infine, si rileva il decremento delle imposte che risentono principalmente della riduzione dal 27,5% al 24% dell'aliquota IRES in Italia e dell'adeguamento della fiscalità differita delle società residenti negli Stati Uniti a seguito della riforma tributaria approvata a dicembre 2017 che ha ridotto le aliquote fiscali sul reddito d'impresa dal 35% al 21%.

Il **risultato netto del Gruppo ordinario** del 2017 ammonta a 3.709 milioni di euro (3.243 milioni nel 2016), con un aumento di 466 milioni di euro rispetto al 2016. 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



Milioni di euro

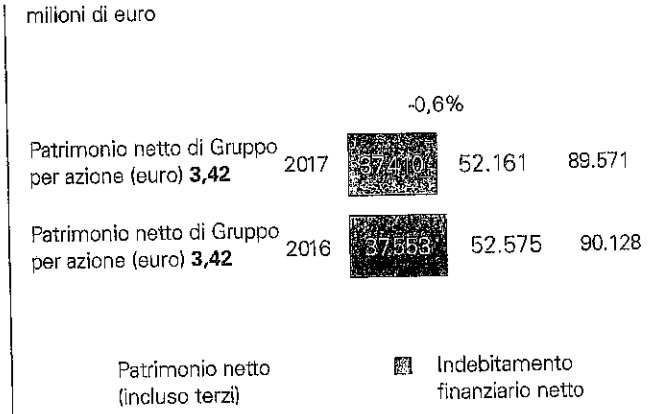
	2017
Risultato netto del Gruppo	**3.779**
Plusvalenza per cessione Bayan Resources	(52)
Impairment attività geotermiche Erdwärme	36
Rinuncia progetti idroelettrici in Cile e Colombia	11
Plusvalenza per cessione Electrogas	(37)
Rivalutazione partecipazione Slovenské elektrárne	(28)
Risultato netto del Gruppo ordinario	**3.709**

Dati patrimoniali e finanziari

Capitale investito netto

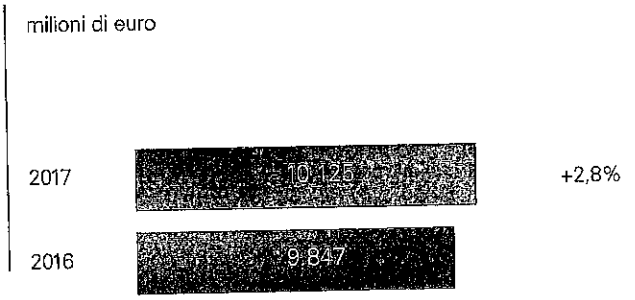
Il **capitale investito netto**, inclusivo delle attività nette possedute per la vendita pari a 241 milioni di euro, ammonta a 89.571 milioni di euro al 31 dicembre 2017 ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.161 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.410 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2017, presenta un'incidenza sul patrimonio netto complessivo di 0,72 (0,71 al 31 dicembre 2016).

L'**indebitamento finanziario netto** si attesta a 37.410 milioni di euro, registrando un decremento di 143 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, di lieve entità rispetto al saldo a fine esercizio precedente.



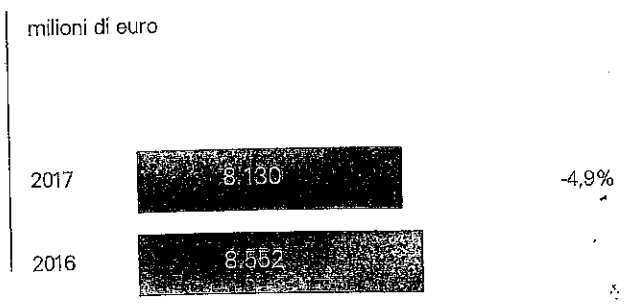
Cash flow da attività operativa

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2017 è pari a 10.125 milioni di euro, in incremento di 278 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente principalmente in conseguenza di un incremento del margine operativo lordo, dei minori utilizzi dei fondi e di minori imposte pagate, che hanno più che compensato il peggioramento del capitale circolante netto.



Investimenti

Gli **investimenti**, pari a 8.130 milioni di euro nel 2017 (di cui 6.857 milioni di euro riferibili a immobili, impianti e macchinari), rilevano un decremento di 422 milioni di euro rispetto all'esercizio 2016, particolarmente concentrato negli impianti da fonti rinnovabili in Brasile, Cile e Sudafrica, nonché in Italia, dovuto al deconsolidamento della società OpEn Fiber.



La seguente tabella espone gli investimenti per area geografica.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Italia	1.812	1.894 [3]	(82)	-4,3%
Iberia	1.105	1.147	(42)	-3,7%
Sud America	3.002	3.069	(67)	-2,2%
Europa e Nord Africa	307 [1]	265 [4]	42	15,8%
Nord e Centro America	1.802 [2]	1.832	(30)	-1,6%
Africa Sub-Sahariana e Asia	30	304	(274)	-90,1%
Altro, elisioni e rettifiche	72	41	31	75,6%
Totale	**8.130**	**8.552**	**(422)**	**-4,9%**

(1) Il dato non include 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Il dato non include 325 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".
(4) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita.

Dati operativi

	Italia	Estero	**Totale**	Italia	Estero	**Totale**
		2017			2016	
Energia netta prodotta da Enel (TWh)	53,5	196,4	**249,9**	60,9	200,9	**261,8**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (TWh) [1]	227,3	217,9	**445,2**	224,1	202,6	**426,7**
Energia venduta da Enel (TWh)	103,2	181,6	**284,8**	94,1	168,9	**263,0**
Vendite di gas alla clientela finale (miliardi di m³)	4,8	6,9	**11,7**	4,6	6,0	**10,6**
Dipendenti alla fine del periodo (n.)	31.114	31.786	**62.900**	31.956	30.124	**62.080**

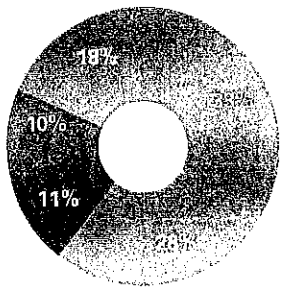
(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'**energia netta prodotta da Enel** nel 2017 registra un decremento di 11,9 TWh rispetto al valore registrato nel 2016 (-4,5%), dovuto alle minori quantità generate in Italia (-7,4 TWh) e all'estero (-4,5 TWh). In particolare, la riduzione dell'energia prodotta in Italia è principalmente imputabile alla minore produzione termoelettrica da fonte convenzionale, mentre all'estero la riduzione risente del deconsolidamento a partire da fine luglio 2016 di Slovenské elektrárne (-7,5 TWh), che ha più che compensato le maggiori quantità prodotte in Spagna e in Sud America.

Per quanto riguarda il mix produttivo, la variazione è da addebitare principalmente alla minore produzione da fonte nucleare (-7,0 TWh), da carbone e olio combustibile (-4,7 TWh) e da fonte idroelettrica (-4,7 TWh); tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla maggior generazione da gas naturale (+4,1 TWh) e solare (+1,4 TWh).

Infine, si segnala che il 33% dell'energia netta prodotta da Enel nel 2017 è da fonte rinnovabile.

Energia elettrica netta prodotta per fonte (2017)

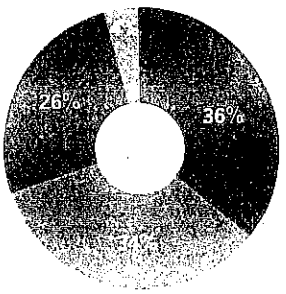


L'**energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel** è pari a 445,2 TWh, in aumento di 18,5 TWh (+4,3%), risentendo sostanzialmente dell'acquisizione di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D).

L'**energia venduta da Enel** nel 2017 è pari a 284,8 TWh e registra rispetto all'esercizio precedente un aumento di 21,8 TWh (+8,3%) che trova giustificazione nelle maggiori quantità vendute sui mercati italiano (+9,1 TWh, particolarmente concentrato sul segmento di clienti business), del Sud America (+11,6 TWh) e spagnolo (+3,0 TWh), solo parzialmente bilanciato dalle minori quantità vendute in Romania, Francia e Slovacchia, connesse queste ultime all'uscita del Gruppo da tali mercati.

Al 31 dicembre 2017 i dipendenti sono pari a 62.900 unità (in aumento di 820 unità rispetto alla fine del 2016). L'aumento dell'organico del Gruppo è l'effetto del saldo netto tra assunzioni e cessazioni dell'esercizio (-2.111 risorse) e della variazione di perimetro (complessivamente pari a +2.931 unità), tra cui si segnala l'acquisizione di Demand Energy ed EnerNOC in Nord America e della società Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D) in Brasile.
La seguente tabella espone la consistenza dei dipendenti per area geografica.

Energia elettrica venduta per area geografica (2017)



Italia
Iberia
Sud America
Altri Paesi

N.

	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Italia	28.684	29.321
Iberia	9.711	9.695
Sud America	13.903	12.979
Europa e Nord Africa	5.733	5.858
Nord e Centro America	2.050	891
Africa Sub-Sahariana e Asia	198	185
Altro	2.621	3.151
Totale	**62.900**	**62.080**

893

Dati ambientali, sociali e di governance

	2017	2016	2017-2016	
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	43,3	45,6	(2,3)	-5,0%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (gCO_2/kWh_{eq}) [1]	411	395	16	4,1%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) [2]	40,7	40,0	0,7	1,8%
Emissioni specifiche SO_2 (g/kWh_{eq}) [1]	0,84	0,82	0,02	2,4%
Emmissioni specifiche NO_x (g/kWh_{eq}) [1]	0,79	0,75	0,04	5,3%
Emissioni specifiche polveri (g/kWh_{eq}) [1]	0,27	0,22	0,05	22,7%
Potenza efficiente netta certificata ISO 14001 (incidenza % sul totale)	99,0	97,9	1,1	1,1%
Indice di frequenza infortuni Enel [3]	1,20	1,25	(0,05)	-4,0%
Indice di gravità infortuni Enel [4]	0,058	0,050	0,008	16,0%
Infortuni gravi e mortali Enel (n.)	6	5	1	20,0%
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici (n.)	20	12	8	66,7%
Violazioni accertate del Codice Etico (n.) [5]	27	21	6	29,0%

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

(2) Le percentuali sono state calcolate secondo la nuova metodologia che non considera per il parco termoelettrico gli impianti O&G italiani in fase di dismissione/marginali. Inoltre, i valori non tengono in considerazione il consumo e la generazione per la cogenerazione relativa al parco termoelettrico 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.

(4) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero di giorni di assenza per infortuni e le ore lavorate espresse in migliaia.

(5) Nel corso del 2017 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2016; per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2016 è stato riclassificato da 18 a 21.

In linea con l'obiettivo di decarbonizzazione al 2050, è stata installata nuova capacità da fonti rinnovabili pari a circa 2,8 GW principalmente in Brasile, Perù e Stati Uniti. Tuttavia, la generazione da fonti a emissioni zero è pari nel 2017 a circa il 43% della generazione totale, in diminuzione rispetto allo scorso anno per effetto del deconsolidamento degli impianti slovacchi, del Belgio e del Nord America. Le emissioni assolute di CO_2 risultano in lieve diminuzione rispetto al 2016, ma, a fronte della riduzione della produzione totale netta del Gruppo, il valore delle emissioni specifiche di CO_2 risulta in aumento del 4% rispetto all'anno precedente (411 g/kWh_{eq}).

I valori relativi alle altre emissioni specifiche in atmosfera mostrano un leggero aumento rispetto al 2016 a seguito della riduzione della produzione. Le polveri registrano invece un incremento di circa il 23% a seguito della maggiore produzione termoelettrica a carbone in Russia. Tali valori sono comunque in linea con gli obiettivi fissati dal Gruppo al 2020.

Il rendimento medio del parco termoelettrico è rimasto pressoché stabile rispetto al 2016.

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 1,20 (1,25 nel 2016) e 0,058 (0,050 nel 2016).

Nel 2017 si sono verificati 2 infortuni mortali e 4 gravi che hanno interessato il personale Enel, e 11 infortuni mortali e 9 gravi che hanno coinvolto il personale delle imprese appaltatrici.

Le segnalazioni al Codice Etico, sono state pari a 123 nel corso dell'ultimo anno. A valle delle analisi condotte nel 2017, 27 sono state classificate come violazioni.

Sintesi della gestione e andamento economico e finanziario del Gruppo

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici del Gruppo e della Capogruppo analizzandone la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati diversi 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 es., 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"

Valore aggiunto globale lordo da continuing operations: definito come il valore creato dal Gruppo nei confronti degli stakeholder, è pari al totale dei "ricavi", inclusi i "proventi/(oneri) netti derivanti dalla gestione delle commodity" al netto dei costi esterni intesi come somma algebrica dei "costi di combustibili", dei "costi per acquisto energia", dei "costi per materiali", dei "costi per lavori interni capitalizzati", degli "altri costi" e dei "costi per servizi e godimento beni di terzi", questi ultimi però al netto dei "costi per canoni fissi di derivazione acqua" e dei "costi dei canoni per occupazione suolo pubblico".

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", dei "Benefici ai dipendenti", 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 subito alcune modifiche per maggiori dettagli, si rinvia alla successiva nota 5 del bilancio consolidato.

Risultati economici del Gruppo

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Totale ricavi	74.639	70.592	4.047	5,7%
Totale costi	59.564	55.183	4.381	7,9%
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	578	(133)	711	-
Margine operativo lordo	**15.653**	**15.276**	**377**	**2,5%**
Ammortamenti e impairment	5.861	6.355	(494)	-7,8%
Risultato operativo	**9.792**	**8.921**	**871**	**9,8%**
Proventi finanziari	3.982	4.173	(191)	-4,6%
Oneri finanziari	6.674	7.160	(486)	-6,8%
Totale proventi/(oneri) finanziari	**(2.692)**	**(2.987)**	**295**	**9,9%**
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	**111**	**(154)**	**265**	**-**
Risultato prima delle imposte	**7.211**	**5.780**	**1.431**	**24,8%**
Imposte	1.882	1.993	(111)	-5,6%
Risultato delle continuing operations	**5.329**	**3.787**	**1.542**	**40,7%**
Risultato delle discontinued operations	**-**	**-**	**-**	**-**
Risultato netto del periodo (Gruppo e terzi)	**5.329**	**3.787**	**1.542**	**40,7%**
Quota di interessenza del Gruppo	3.779	2.570	1.209	47,0%
Quota di interessenza di terzi	1.550	1.217	333	27,4%

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Vendita energia elettrica	43.433	42.337	1.096	2,6%
Trasporto energia elettrica	9.973	9.587	386	4,0%
Corrispettivi da gestori di rete	900	557	343	61,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.635	1.462	173	11,8%
Vendita gas	3.964	3.876	88	2,3%
Trasporto gas	570	563	7	1,2%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	159	399	(240)	-60,2%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	-	99	(99)	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	43	65	(22)	-33,8%
Altri servizi, vendite e proventi diversi	13.962	11.647	2.315	19,9%
Totale	**74.639**	**70.592**	**4.047**	**5,7%**

Nel 2017 i ricavi da **vendita di energia elettrica** ammontano a 43.433 milioni di euro, con un incremento di 1.096 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (+2,6%). Tale incremento è da collegare principalmente ai seguenti fattori:

> maggiori ricavi da vendita sui mercati finali per 2.317 milioni di euro; la variazione è riconducibile a un incremento delle quantità vendute, oltre che alla ripresa dei prezzi medi e alla variazione dei tassi di cambio che ha impattato positivamente in tutti i Paesi a eccezione dell'Argentina. Rilevante è anche l'impatto derivante dalla variazione di perimetro: infatti, l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás impatta sui ricavi del 2017 per 1.042 milioni di euro, mentre il deconsolidamento di Slovenské elektrárne per 345 milioni di euro;

> riduzione dei ricavi per vendita di energia elettrica all'ingrosso per 2.189 milioni di euro, principalmente per la contrazione dei volumi prodotti sul territorio italiano per 1.777 milioni di euro associati ai minori ricavi (880 milioni di euro) connessi al deconsolidamento di Slovenské elektrárne avvenuto a fine luglio 2016. Tali effetti sono parzialmente compensati, oltre che dall'effetto cambi, dai maggiori ricavi in Cile e Brasile;
> incremento dei ricavi per attività di trading di energia elettrica per 968 milioni di euro conseguente all'incremento dei volumi intermediati sul mercato estero, che ha compensato invece i minori ricavi per attività di trading registrati sul mercato italiano.

I ricavi da **trasporto di energia elettrica** ammontano nel 2017 a 9.973 milioni di euro, con un incremento di 386 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Spagna, in Sud America e in Italia. All'aumento, infatti, della tariffa media registrata sul mercato estero si è associato un incremento delle maggiori quantità trasportate, in particolare per il mercato libero.

I **corrispettivi da gestori di rete** sono pari nel 2017 a 900 milioni di euro, in aumento di 343 milioni di euro rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente. La variazione riflette principalmente l'incremento di ricavi per reintegro costi delle unità essenziali in Italia, dovuto all'ingresso nel perimetro dell'impianto di Brindisi Sud.

I ricavi per **contributi da operatori istituzionali di mercato** sono pari, nel 2017, a 1.635 milioni di euro e si incrementano di 173 milioni di euro. In particolare, i maggiori contributi sono principalmente dovuti all'aumento dei costi dei combustibili liquidi registrati nell'area extrapeninsulare spagnola per il quale il Gruppo è titolato al rimborso.

I ricavi per **vendita di gas** nel 2017 sono pari a 3.964 milioni di euro, con un incremento di 88 milioni di euro (+2,3%) rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione risente essenzialmente dei più alti ricavi registrati in Iberia, determinati, in particolare, dall'aumento dei volumi venduti e dai prezzi medi unitari più alti rispetto a quelli applicati nel 2016.

I ricavi per **trasporto di gas** nel 2017 sono pari a 570 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro (+1,2%) sostanzialmente a seguito delle maggiori quantità vettoriate in Italia.

La voce relativa alle **plusvalenze da alienazione di società** ammonta nel 2017 a 159 milioni di euro, con un decremento di 240 milioni di euro (-60,2%) rispetto al 2016, e accoglie prevalentemente la plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.
Nel 2016, invece, tale voce includeva principalmente:
> 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.

I **proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo** non sono presenti nel 2017, mentre nel 2016 risultavano pari a 99 milioni di euro e si riferivano per 95 milioni di euro all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della modifica della governance e la conseguente perdita del controllo di EGPNA REP che ne aveva comportato una rimisurazione al fair value per la parte della propria interessenza nella società ceduta.

Le **plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali** nel 2017 sono pari a 43 milioni di euro (65 milioni di euro nel 2016) e sono riferibili alle dismissioni ordinarie del periodo.

I ricavi per **altri servizi, vendite e proventi diversi** si attestano nel 2017 a 13.962 milioni di euro (11.647 milioni di euro nell'esercizio precedente), con un incremento di 2.315 milioni di euro rispetto al 2016 (+19,9%).
La variazione rispetto al 2016 è dovuta principalmente:
> a maggiori ricavi da vendita di combustibili per 1.312 milioni di euro, in particolare di gas naturale;
> a maggiori contributi relativi a certificati ambientali per 342 milioni di euro, connessi maggiormente alle più alte quantità intermediate;
> a maggiori ricavi per lavori in corso per 262 milioni di euro, principalmente riferibili ai lavori effettuati sulle infrastrutture in concessione ex IFRIC 12 da Enel Distribuição Goiás;

> a maggiori ricavi per rimborsi e danni per 139 milioni di euro, tra cui 100 milioni di euro relativi all'arbitrato instaurato dal Gruppo relativamente al parco eolico Chucas e per il quale il Gruppo si è visto riconoscere tale importo da ICE (Instituto Costarricense de Electricidad);
> a maggiori ricavi per tax partnership per 65 milioni di euro.

Costi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Acquisto di energia elettrica	20.011	18.514	1.497	8,1%
Consumi di combustibili per generazione di energia elettrica	5.342	4.738	604	12,7%
Combustibili per trading e gas per vendite ai clienti finali	10.906	9.061	1.845	20,4%
Materiali	1.880	1.708	172	10,1%
Costo del personale	4.504	4.637	(133)	-2,9%
Servizi e godimento beni di terzi [1]	15.882	15.411	471	3,1%
Altri costi operativi	2.886	2.783	103	3,7%
Costi capitalizzati	(1.847)	(1.669)	(178)	-10,7%
Totale	**59.564**	**55.183**	**4.381**	**7,9%**

(1) Di cui costi per canoni fissi di derivazione acqua per 169 milioni di euro nel 2017 (166 milioni di euro nel 2016) e costi per canoni di occupazione per suolo pubblico per 24 milioni di euro nel 2017 (24 milioni di euro nel 2016).

I costi per **acquisto di energia elettrica** subiscono un incremento nel 2017 di 1.497 milioni di euro rispetto al 2016, con un aumento dell'8,1%. Tale incremento è da ascriversi all'aumento dei volumi acquistati sui mercati, in particolare in Italia e Spagna. In particolare, si rilevano maggiori acquisti effettuati sulle Borse dell'energia elettrica per 2.026 milioni di euro in particolare in Italia, Iberia e Sud America, nonché maggiori costi per acquisti relativi a contratti bilaterali per 693 milioni di euro. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati su mercati locali ed esteri e nell'ambito dei servizi di dispacciamento e bilanciamento per 1.222 milioni di euro, sostanzialmente riferibili alla riduzione dei volumi e dei prezzi intermediati dalla Country Italia e all'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per **consumi di combustibili per generazione di energia elettrica** relativi al 2017 sono pari a 5.342 milioni di euro, registrando un incremento di 604 milioni di euro (+12,7%) rispetto al valore dell'esercizio precedente. La variazione è dovuta essenzialmente all'aumento dei costi di acquisto per fronteggiare la maggior produzione termoelettrica che si è verificata in particolare in Sud America. Tali effetti hanno più che compensato la variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I costi per l'acquisto di **combustibili per trading e gas naturale per vendite ai clienti finali** si attestano a 10.906 milioni di euro del 2017, con un incremento di 1.845 milioni di euro rispetto al 2016. La variazione riflette le maggiori quantità acquistate e intermediate a prezzi medi crescenti, in particolare in Italia e Spagna.

I costi per **materiali** ammontano nel 2017 a 1.880 milioni di euro, con un incremento di 172 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente all'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti in concessione in Brasile prevalentemente in conseguenza del consolidamento di Enel Distribuição Goiás. Tale effetto è stato parzialmente compensato da minori costi per acquisto dei certificati ambientali.

Il **costo del personale** è pari nel 2017 a 4.504 milioni di euro, con un decremento di 133 milioni di euro (-2,9%) rispetto al 2016. La variazione trova sostanzialmente riscontro:
> nei minori costi sostenuti per incentivi all'esodo per 152 milioni di euro, principalmente relativi al minor costo (per 205 milioni di euro rispetto al 2016) per i piani di incentivazione applicati in Spagna (*Plan de Salida*), solo parzialmente compensati dall'introduzione di analogo strumento nella società neoacquisita Enel Distribuição Goiás al fine di renderne più efficiente la struttura (45 milioni di euro);

> nell'effetto della crescita dei costi medi unitari, in particolare in Sud America, quasi interamente bilanciato dalla riduzione delle consistenze medie che risentono delle variazioni di seguito commentate.

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 è pari a 62.900 dipendenti, di cui 31.786 impegnati all'estero. L'organico del Gruppo nel corso del 2017 si incrementa di 820 unità; il saldo negativo tra le assunzioni e le cessazioni del periodo (-2.111 unità), principalmente dovuto alle già citate politiche di incentivo all'esodo (le cessazioni sono localizzate per circa il 44% in Italia), è stato infatti più che compensato dalle variazioni di perimetro (+2.931 unità) riconducibili alle acquisizioni effettuate nel corso del 2017, in particolare Enel Distribuição Goiás ed EnerNOC.

La variazione complessiva rispetto alla consistenza al 31 dicembre 2016 è pertanto così sintetizzabile:

Consistenza al 31 dicembre 2016	**62.080**
Assunzioni	2.302
Cessazioni	(4.413)
Variazioni di perimetro	2.931
Consistenza al 31 dicembre 2017	**62.900**

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi** del 2017 ammontano a 15.882 milioni di euro, con un incremento di 471 milioni di euro rispetto all'esercizio 2016. L'andamento è sostanzialmente correlato ai:

> maggiori costi per vettoriamenti passivi per 398 milioni di euro, concentrati in Sud America, soprattutto in Brasile, anche in considerazione del consolidamento di Enel Distribuição Goiás, e in Italia, a fronte sostanzialmente dell'incremento delle tariffe di trasmissione;
> maggiori costi per prestazioni informatiche per 185 milioni di euro, sia in Italia sia in Spagna;
> più alti costi sostenuti per manutenzioni e altre attività effettuate in relazione ad accordi per servizi pubblici in concessione in Brasile per 134 milioni di euro;
> minori oneri per accesso alla rete di trasmissione dell'energia per 219 milioni di euro, soprattutto in Spagna per lo storno degli oneri accantonati negli anni 2011-2016 relativamente ai canoni versati dalle società di generazione per gli autoconsumi, al cui effetto si aggiunge quello derivante dal deconsolidamento di Slovenské elektrárne per 78 milioni di euro.

Gli **altri costi operativi** nel 2017 ammontano a 2.886 milioni di euro, con un incremento di 103 milioni di euro rispetto al 2016 che risente essenzialmente:

> di maggiori oneri di compliance ambientale per 239 milioni di euro in particolare in Italia e Romania;
> di maggiori oneri per imposte e tasse per 137 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione termica in Spagna e a maggiori imposte sulla generazione nucleare in Catalogna a seguito dell'introduzione della nuova legge n. 5/2017 che tassa i rifiuti nucleari. Tale effetto è amplificato dal fatto che il Gruppo, nel 2016, aveva beneficiato del riversamento delle imposte sul nucleare accantonate in precedenza e per le quali era stata sancita l'incostituzionalità della legge previgente;
> di maggiori costi sostenuti per multe registrate in Argentina per il mancato raggiungimento di standard qualitativi nella fornitura del servizio elettrico (44 milioni di euro) e per la variazione di perimetro riferibile a Enel Distribuição Goiás per 18 milioni di euro;
> di minori minusvalenze rilevate per 161 milioni di euro; in particolare, tale voce risente delle svalutazioni effettuate nel 2016 in Sud America 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;
> del rilascio del fondo contenzioso effettuato nel 2016 relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale;
> del riconoscimento di minori oneri derivanti dalla sentenza che ha riconosciuto a Endesa il rimborso di quanto versato per finanziare il *bono social* negli esercizi 2014, 2015 e 2016, con un impatto positivo di 222 milioni di euro.

Nel 2017 i **costi capitalizzati** sono pari a 1.847 milioni di euro, con un incremento di 178 milioni rispetto all'esercizio precedente, in corrispondenza dei maggiori investimenti effettuati.

I **proventi/(oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value** sono positivi per 578 milioni di euro nel 2017 (negativi per 133 milioni di euro nell'esercizio precedente). In particolare, i proventi netti relativi al 2017 sono dovuti ai proventi netti relativi alla gestione dei derivati di cash flow hedge, per 246 milioni di euro (oneri netti per 610 milioni di euro nel 2016), e dei derivati al fair value con impatto a Conto economico, per 302 milioni di euro (proventi netti per 477 milioni di euro di euro nel 2016).

Gli **ammortamenti e impairment** del 2017 sono pari a 5.861 milioni di euro, registrando un decremento di 494 milioni di euro, quasi interamente ascrivibile agli impairment. In particolare, nel 2016 includevano l'adeguamento di valore di alcuni diritti d'acqua per lo sviluppo di progetti sui fiumi cileni Neltume e Choshuenco per i quali si intravedevano 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). Nel 2017, invece, l'adeguamento fa riferimento principalmente all'impairment degli asset geotermici della partecipata tedesca Erdwärme (42 milioni di euro).

Oltre a quanto sopra esposto si rileva infine la maggiore svalutazione dei crediti commerciali e degli altri crediti al netto dei riversamenti per 70 milioni di euro, che risente soprattutto dei maggiori adeguamenti netti rilevati in Argentina e Brasile a seguito del peggioramento delle condizioni economiche e in Italia a fronte del sopravvenuto rischio di inesigibilità relativo ad alcuni trader.

Il **risultato operativo** del 2017 ammonta a 9.792 milioni di euro, con un incremento di 871 milioni di euro.

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 2.692 milioni di euro, subiscono nel 2017 un decremento di 295 milioni di euro, da riferire prevalentemente a:

- minori oneri per impairment su crediti finanziari per 255 milioni, relativi quasi interamente all'adeguamento al fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, che ha comportato la rilevazione nel 2016 di oneri per 220 milioni di euro e di un adeguamento positivo nel 2017 per 34 milioni di euro;
- minori interessi netti per 199 milioni di euro, prevalentemente a seguito della strategia di refinancing che il Gruppo ha perseguito, sfruttando la scadenza di bond maggiormente onerosi e adoperandosi per il rifinanziamento a tassi di mercato sensibilmente inferiori;
- minori oneri per attualizzazione altri fondi per 96 milioni di euro, connessi alla riduzione degli oneri sul fondo incentivi all'esodo per 58 milioni di euro, concentrata soprattutto in Spagna, e alla diminuzione degli oneri per il fondo decommissioning per 48 milioni di euro a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
- maggiori proventi su partecipazioni per 45 milioni di euro, dovuti essenzialmente alla plusvalenza per l'alienazione della partecipazione nella società indonesiana Bayan Resources (52 milioni di euro).

Tali effetti sono solo parzialmente compensati da:

- maggiori oneri finanziari rilevati da Enel Finance International (109 milioni di euro) a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call option" prevista dal contratto originario di finanziamento;
- minori interessi capitalizzati (75 milioni di euro) prevalentemente per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
- maggiori oneri finanziari di natura regolatoria connessi all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás (55 milioni di euro) e su linee di credito revolving (37 milioni di euro);
- maggiori oneri netti su strumenti finanziari derivati (a copertura sia dei tassi sia dei cambi) per 218 milioni di euro, quasi interamente bilanciati dai maggiori proventi netti su cambio a seguito dell'oscillazione dei tassi di cambio per 203 milioni di euro.

La **quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto** del 2017 è positiva per 111 milioni di euro, mentre nel 2016 evidenziava un risultato negativo di 154 milioni di euro. La variazione, pari a 265 milioni di euro, è da riferire sostanzialmente all'adeguamento del valore della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (per 246 milioni di euro), che nel corso del 2016 aveva subito una svalutazione di 219 milioni di euro a seguito delle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, inclusi negli accordi con EPH e, di converso, nel 2017 ha subito un incremento di 27 milioni di euro per tener conto del risultato di esercizio.

Le **imposte** del 2017 ammontano a 1.882 milioni di euro, con un'incidenza sul risultato *ante* imposte del 26,1%, mentre le imposte del 2016 erano pari a 1.993 milioni di euro, con un'incidenza del 34,5%. Il minor ammontare delle imposte del 2017 rispetto all'esercizio precedente, pari a 111 milioni di euro, è ascrivibile essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- alle minori imposte correnti in Italia per la riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;
- all'adeguamento della fiscalità differita delle società residenti negli Stati Uniti a seguito della riforma tributaria approvata a dicembre 2017 che ha ridotto le aliquote fiscali sul reddito d'impresa dal 35% al 21% (173 milioni di euro);
- alla rilevazione di imposte anticipate in Argentina per effetto del miglioramento delle prospettive di redditività delle società ivi residenti (60 milioni di euro).

Tali minori imposte risultano in parte compensate dai maggiori risultati *ante* imposte del 2017 rispetto all'esercizio precedente nonché dal diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquote fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016 le plusvalenze su HDE e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power Holding; nel 2017, in particolare, la plusvalenza per la cessione di Electrogas).

Analisi della struttura patrimoniale del Gruppo

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Attività immobilizzate nette:				
- attività materiali e immateriali	91.738	92.318	(580)	-0,6%
- avviamento	13.746	13.556	190	1,4%
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.598	1.558	40	2,6%
- altre attività/(passività) non correnti nette	(1.677)	(802)	(875)	-
Totale attività immobilizzate nette	**105.405**	**106.630**	**(1.225)**	**-1,1%**
Capitale circolante netto:				
- crediti commerciali	14.529	13.506	1.023	7,6%
- rimanenze	2.722	2.564	158	6,2%
- crediti netti verso operatori istituzionali di mercato	(3.912)	(3.592)	(320)	-8,9%
- altre attività/(passività) correnti nette	(6.311)	(5.201)	(1.110)	-21,3%
- debiti commerciali	(12.671)	(12.688)	17	0,1%
Totale capitale circolante netto	**(5.643)**	**(5.411)**	**(232)**	**-4,3%**
Capitale investito lordo	**99.762**	**101.219**	**(1.457)**	**-1,4%**
Fondi diversi:				
- benefici ai dipendenti	(2.407)	(2.585)	178	6,9%
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	(8.025)	(8.517)	492	5,8%
Totale fondi diversi	**(10.432)**	**(11.102)**	**670**	**6,0%**
Attività nette possedute per la vendita	**241**	**11**	**230**	**-**
Capitale investito netto	**89.571**	**90.128**	**(557)**	**-0,6%**
Patrimonio netto complessivo	**52.161**	**52.575**	**(414)**	**-0,8%**
Indebitamento finanziario netto	**37.410**	**37.553**	**(143)**	**-0,4%**

Le *attività materiali e immateriali*, inclusi gli investimenti immobiliari, ammontano al 31 dicembre 2017 a 91.738 milioni di euro e presentano complessivamente un decremento di 580 milioni di euro. Tale decremento è originato essenzialmente dall'effetto negativo delle differenze di traduzione dei bilanci in valuta estera per 3.824 milioni di euro, queste ultime particolarmente significative riguardo al dollaro statunitense, al peso colombiano e al peso cileno, dagli ammortamenti e impairment rilevati nell'esercizio per 5.021 milioni di euro, nonché dalla riclassifica alle attività possedute per la vendita dei progetti rinnovabili messicani "Kino" effettuata a seguito dell'applicazione dell'IFRS 5 (1.207 milioni di euro).

Tali effetti sono parzialmente compensati dagli investimenti del periodo (8.130 milioni di euro) e dalla variazione nel perimetro di consolidato (positiva per 1.758 milioni di euro), prevalentemente riferibile alle acquisizioni di Enel Distribuição Goiás (tra cui si segnala il diritto di concessione per la

distribuzione dell'energia elettrica nella regione di Goiás), EnerNOC ed eMotorWerks.

L'*avviamento*, pari a 13.746 milioni di euro, presenta un incremento di 190 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. La variazione trova principalmente riscontro, oltre che nelle differenze cambio negative:

> nell'iscrizione, per complessivi 289 milioni di euro, dei goodwill relativi: (i) all'acquisizione di EnerNOC, società statunitense leader nel settore dei servizi di demand response ed energetici per clienti industriali, commerciali e istituzionali e (ii) al successivo acquisto, da parte di EnerNOC stessa, di eMotorWerks;
> nella riclassifica (per 38 milioni di euro) tra le attività possedute per la vendita della porzione del goodwill associato alla CGU America Centrale attribuita ai parchi eolici messicani "Kino" per i quali nel corso dell'esercizio si è verificata l'esistenza dei requisiti previsti dall'IFRS 5 per tale classificazione.

Le *partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto* sono pari a 1.598 milioni di euro, in incremento di 40 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.
Tale incremento risente principalmente delle quote di utile rilevate a Conto economico per la quota di risultanza di pertinenza del Gruppo, al netto dei dividendi pagati. Oltre a tali fenomeni e alle differenze cambio, si segnalano le variazioni di perimetro costituite dalla cessione della società cilena Electrogas e l'iscrizione della quota residuale di pertinenza del Gruppo a valle della cessione dell'80% dei parchi eolici statunitensi di Caney River e Rocky Ridge.

Il saldo negativo delle *altre attività/(passività) non correnti nette* al 31 dicembre 2017 è pari a 1.677 milioni di euro, con un incremento di 875 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 (pari a 802 milioni di euro). Tale variazione è imputabile principalmente:

> al decremento, pari a 1.398 milioni di euro, delle attività nette relative a derivati di cash flow hedge (in particolare relative a coperture sul rischio cambio);
> al decremento delle altre partecipazioni per 138 milioni di euro, prevalentemente connesso alla cessione della quota del 10% detenuta in Bayan Resources;
> all'incremento, pari a 455 milioni di euro, delle attività finanziarie da accordi per servizi in concessione, principalmente riferibile alla aggiudicazione di una concessione trentennale per la centrale idroelettrica di Volta Grande, nel sud-est del Brasile;
> all'incremento della voce a fronte del consolidamento di Enel Distribuição Goiás per 106 milioni di euro;
> all'incremento dei crediti a lungo termine verso operatori istituzionali di mercato per 94 milioni di euro in Spagna e Italia.

Il saldo negativo del **capitale circolante netto** è pari a 5.643 milioni di euro al 31 dicembre 2017, con un incremento di 232 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. La variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:

> incremento dei *crediti commerciali*, pari a 1.023 milioni di euro, principalmente concentrato: (i) in Sud America, dove l'effetto cambio sfavorevole è stato più che compensato dalla variazione di perimetro di consolidamento riferibile a Enel Distribuição Goiás (336 milioni di euro), dalle maggiori quantità vendute e trasportate e dagli incrementi tariffari rilevati specialmente in Argentina e (ii) in Italia nei confronti dei trader;
> incremento delle *rimanenze*, pari a 158 milioni di euro, registrato principalmente in Italia e dovuto all'acquisto di contatori di seconda generazione in attuazione del piano Open Meter, all'acquisto di materiali per le reti a media e bassa tensione da destinare ad attività manutentive e di funzionamento, oltre che all'aumento delle quote dei diritti di emissione CO_2 e delle giacenze di gas e altri combustibili;
> decremento dei *crediti netti verso operatori istituzionali di mercato*, pari a 320 milioni di euro, principalmente in Italia sui titoli di efficienza energetica e sulle perequazioni energia sul mercato regolato, cui si associano in Sud America gli effetti del consolidamento di Enel Distribuição Goiás e l'incremento degli oneri di sistema in Argentina a fronte degli incrementi tariffari;
> decremento delle *altre attività correnti al netto delle rispettive passività* per 1.110 milioni di euro. Tale variazione è imputabile ai seguenti fenomeni:
  - minori attività finanziarie correnti nette per 541 milioni di euro, da riferire sostanzialmente alla variazione negativa del fair value degli strumenti derivati, prevalentemente di copertura cash flow hedge su cambi e prezzi commodity;
  - decremento dei crediti netti per imposte sul reddito per 227 milioni di euro; tale andamento è sostanzialmente correlabile ai pagamenti di imposte sul reddito per 1.579 milioni di euro in diminuzione di 380 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, in parte compensato dalla rilevazione delle imposte correnti (al netto delle rettifiche degli anni precedenti) pari a 1.867

milioni di euro e in aumento di 171 milioni di euro;

- decremento delle altre passività correnti nette per 94 milioni di euro. In particolare, la riduzione di debiti per acquisto di partecipazioni (da riferire al pagamento della put option che ha consentito l'acquisto di un'ulteriore quota del 13,6% di e-distribuţie Muntenia e di Enel Energie Muntenia per 401 milioni di euro) è solo parzialmente compensata dai maggiori debiti per dividendi da erogare, che riflettono il maggior acconto sul dividendo deliberato da Enel SpA ai suoi azionisti, e dai maggiori debiti verso la clientela per rimborsi da effettuare, rilevati principalmente in Italia;

> decremento dei *debiti commerciali*, pari a 17 milioni di euro; in particolare, il calo dei debiti in Italia è quasi interamente compensato dall'incremento in Spagna e Sud America.

I **fondi diversi**, pari a 10.432 milioni di euro, registrano un decremento di 670 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è sostanzialmente da ricondurre ai seguenti fattori:

> riduzione dei benefici relativi al personale per 178 milioni di euro, principalmente per effetto dei tassi di cambio;

> riduzione dei fondi rischi e oneri per 384 milioni di euro; tale variazione è prevalentemente relativa al fondo oneri per incentivi all'esodo (prevalentemente in Italia e Spagna);

> calo della passività per imposte differite nette per 159 milioni di euro, relativa principalmente alle differenze cambio sulle passività fiscali differite nette riferite alle società aventi valuta diversa dall'euro.

Le **attività nette possedute per la vendita** sono pari a 241 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (11 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La variazione del periodo riguarda principalmente la riclassifica come possedute per la vendita:

> di otto società di progetto messicane, titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato alcuni accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino");

> delle società di progetto relative al parco eolico Kafireas, per le quali Enel Green Power Hellas ha firmato un Joint Venture Agreement (JVA) con un partner che regola i termini e la gestione del 100% dei progetti afferenti a tale parco eolico.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2017 è pari a 89.571 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto del Gruppo e di terzi per 52.161 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 37.410 milioni di euro. Quest'ultimo, al 31 dicembre 2017, presenta un'incidenza sul patrimonio netto di 0,72 (0,71 al 31 dicembre 2016).

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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Indebitamento a lungo termine:				
- finanziamenti bancari	8.310	7.446	864	11,6%
- obbligazioni	32.285	32.401	(116)	-0,4%
- debiti verso altri finanziatori	1.844	1.489	355	23,8%
Indebitamento a lungo termine	*42.439*	*41.336*	*1.103*	*2,7%*
Crediti finanziari e titoli a lungo termine	(2.444)	(2.621)	177	6,8%
Indebitamento netto a lungo temine	**39.995**	**38.715**	**1.280**	**3,3%**
Indebitamento a breve termine:				
Finanziamenti bancari:				
- quota a breve dei finanziamenti bancari a lungo termine	1.346	749	597	79,7%
- altri finanziamenti a breve verso banche	249	909	(660)	-72,6%
Indebitamento bancario a breve termine	*1.595*	*1.658*	*(63)*	*-3,8%*
Obbligazioni (quota a breve)	5.429	3.446	1.983	57,5%
Debiti verso altri finanziatori (quota a breve)	225	189	36	19,0%
Commercial paper	889	3.059	(2.170)	-70,9%
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	449	1.286	(837)	-65,1%
Altri debiti finanziari a breve termine [1]	307	414	(107)	-25,8%
Indebitamento verso altri finanziatori a breve termine	*7.299*	*8.394*	*(1.095)*	*-13,0%*
Crediti finanziari a lungo termine (quota a breve)	(1.094)	(767)	(327)	-42,6%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	(42)	(128)	86	67,2%
Crediti finanziari - cash collateral	(2.664)	(1.082)	(1.582)	-
Altri crediti finanziari a breve termine	(589)	(911)	322	-35,3%
Disponibilità presso banche e titoli a breve	(7.090)	(8.326)	1.236	14,8%
Disponibilità e crediti finanziari a breve	*(11.479)*	*(11.214)*	*(265)*	*-2,4%*
Indebitamento netto a breve termine	**(2.585)**	**(1.162)**	**(1.423)**	**-**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**37.410**	**37.553**	**(143)**	**-0,4%**
Indebitamento finanziario "Attività classificate come possedute per la vendita"	**1.364**	**-**	**1.364**	**-**

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

L'indebitamento finanziario netto è pari a 37.410 milioni di euro al 31 dicembre 2017, con un decremento di 143 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016.

In particolare, l'indebitamento finanziario netto a lungo termine evidenzia un incremento di 1.280 milioni di euro, per l'effetto congiunto del decremento dei crediti finanziari a lungo termine per 177 milioni di euro e dell'incremento dell'indebitamento finanziario lordo a lungo termine per 1.103 milioni di euro.

Con riferimento a tale ultima voce si sottolinea che:

- i finanziamenti bancari, pari a 8.310 milioni di euro, registrano un incremento di 864 milioni di euro dovuto principalmente al tiraggio di finanziamenti bancari da parte di Enel SpA e di finanziamenti agevolati da parte di Endesa, e-distribuzione ed Enel Green Power Perù, il cui effetto è parzialmente compensato dalla riclassifica nella parte a breve della quota in scadenza entro 12 mesi e dalle differenze positive di cambio intercorse durante l'esercizio per 287

milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei finanziamenti);

> le obbligazioni, pari a 32.285 milioni di euro, presentano un decremento di 116 milioni di euro rispetto alla fine del 2016, dovuto principalmente:
  - al riacquisto da parte di Enel Finance International di obbligazioni proprie emesse in dollari statunitensi nel mese di ottobre 2009 con una scadenza decennale, per un controvalore di 1.479 milioni di euro;
  - alle riclassifiche nella quota a breve dei prestiti obbligazionari in scadenza nei successivi 12 mesi, tra cui due prestiti obbligazionari retail emessi da Enel SpA per un valore nozionale di 3.000 milioni di euro in scadenza nel mese di febbraio 2018, due prestiti obbligazionari a tasso fisso emessi da Enel Finance International in scadenza nel mese di aprile 2018 e ottobre 2018 e pari, rispettivamente, a 512 milioni di euro e 543 milioni di euro e prestiti obbligazionari locali emessi da società latino-americane per un controvalore di 191 milioni di euro;
  - a nuove emissioni di prestiti obbligazionari effettuate nel corso del 2017 tra le quali si segnalano:
    - 1.250 milioni di euro relativi a un Green Bond a tasso fisso, con scadenza nel 2024, emesso da Enel Finance International a gennaio 2017;
    - 5.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 4.169 milioni di euro) relativi a un bond multi-tranche, con scadenze 2022, 2027 e 2047, emesso da Enel Finance International a maggio 2017;
    - 3.000 milioni di dollari statunitensi (equivalenti a 2.501 milioni di euro) relativi a un bond multi-tranche, con scadenze 2023, 2028 e 2047, emesso da Enel Finance International a ottobre 2017;
    - 484 milioni di euro relativi al controvalore di emissioni locali da parte delle società latino-americane;
  - a differenze di cambio positive intercorse durante l'esercizio per circa 1.850 milioni di euro (tale importo comprende anche le differenze di cambio relative alla quota a breve dei prestiti obbligazionari).

L'indebitamento finanziario netto a breve termine evidenzia una posizione creditoria di 2.585 milioni di euro al 31 dicembre 2017, che aumenta di 1.423 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 per effetto del decremento dei debiti verso altri finanziatori e dei debiti bancari a breve termine, rispettivamente per 1.095 milioni di euro e 63 milioni di euro, e dell'incremento delle disponibilità e dei crediti finanziari a breve per 265 milioni di euro.

Tra i debiti verso altri finanziatori a breve termine, pari a 7.299 milioni di euro, sono incluse le emissioni di commercial paper, in capo a International Endesa BV, per complessivi 889 milioni di euro, nonché le obbligazioni in scadenza entro i 12 mesi successivi per 5.429 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 2.664 milioni di euro, mentre il valore dei cash collateral incassati è pari a 449 milioni di euro.

Le disponibilità e crediti finanziari a breve termine sono pari a 11.479 milioni di euro, con un incremento di 265 milioni di euro rispetto a fine 2016, dovuto principalmente all'incremento dei crediti per cash collateral versati alle controparti per 1.582 milioni di euro, il cui effetto è parzialmente compensato dal decremento delle disponibilità presso banche e titoli a breve per 1.236 milioni di euro.

Tra le principali operazioni effettuate nel 2017 si segnalano:

> la rinegoziazione con l'estensione delle scadenze fino al 2020 delle principali linee di credito di Endesa, per un ammontare complessivo di 1.985 milioni di euro; al 31 dicembre 2017 tali linee risultano tirate per 12 milioni di euro;

> la stipula, avvenuta il 28 luglio 2017, della prima tranche di un finanziamento di 500 milioni di euro concesso dalla Banca Europea per gli Investimenti a e-distribuzione per la sostituzione dei contatori digitali in Italia; al 31 dicembre 2017 tale finanziamento risulta utilizzato per 100 milioni di euro;

> la stipula, avvenuta il 18 dicembre 2017, tra Enel SpA ed Enel Finance International e un pool di banche di una linea di credito revolving da 10 miliardi di euro che scadrà a dicembre 2022 e che, al 31 dicembre 2017, non risulta tirata; tale linea sostituisce una preesistente linea da 9,4 miliardi di euro siglata nel 2015 con scadenza febbraio 2020;

> i seguenti rimborsi di prestiti obbligazionari:
  - 908 milioni di euro relativi a un prestito obbligazionario a tasso fisso emesso da Enel SpA nel 2007, scaduto nel mese di giugno 2017;
  - un controvalore di 1.254 milioni di euro relativo a un prestito obbligazionario in dollari statunitensi a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di settembre 2017.

L'indebitamento finanziario delle attività e passività possedute per la vendita ammonta al 31 dicembre 2017 a 1.364 milioni di euro e si riferisce in particolare alla porzione di indebitamento con la quale il Gruppo ha finanziato la costruzione degli impianti inclusi nel perimetro delle società di progetto messicane ("Progetto Kino").

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Disponibilità e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]	**8.326**	**10.790**	**(2.464)**
Cash flow da attività operativa	10.125	9.847	278
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(9.294)	(8.087)	(1.207)
Cash flow da attività di finanziamento	(1.646)	(4.474)	2.828
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(390)	250	(640)
Disponibilità e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]	**7.121**	**8.326**	**(1.205)**

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (1 milione di euro al 1° gennaio 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (8.290 milioni di euro al 31 dicembre 2016), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (36 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 31 dicembre 2017.

Il **cash flow da attività operativa** nell'esercizio 2017 è positivo per 10.125 milioni di euro, in crescita di 278 milioni di euro rispetto al valore dell'esercizio precedente, principalmente in conseguenza di un incremento del margine operativo lordo, dei minori utilizzi dei fondi e di minori imposte pagate, che hanno più che compensato il peggioramento del capitale circolante netto.

Il cash flow da attività di investimento/disinvestimento nell'esercizio 2017 ha assorbito liquidità per 9.294 milioni di euro, mentre nel 2016 ne aveva assorbita per 8.087 milioni di euro.

In particolare, gli investimenti in attività materiali e immateriali, pari a 8.499 milioni di euro nel 2017, si decrementano di 343 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, prevalentemente per effetto dei minori investimenti effettuati nella generazione da fonti rinnovabili.

Gli investimenti in imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti, ammontano a 900 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente all'acquisto di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás, nonché di EnerNOC, società operante nelle reti di active demand response e nella fornitura di servizi software di energy intelligence in Nord America, Europa e Asia-Pacifico.

Le dismissioni di imprese o rami di imprese, espressi al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti, sono pari a 216 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla cessione dei parchi eolici di Caney River e Rocky Ridge in Nord America. L'analoga voce nel 2016 ammontava a 1.032 milioni di euro e includeva:

- la cessione della società Hydro Dolomiti Enel, operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia per 313 milioni di euro;
- la cessione, a dicembre 2016, dei parchi eolici Cimarron e Lindahl a EGPNA Renewable Energy Partners (per 216 milioni di euro), veicolo nel 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;
- la cessione di GNL Quintero, società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20% per 177 milioni di euro;
- la 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;
- la 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;
- la vendita di Marcinelle Energie, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio, per un corrispettivo totale di 36 milioni di euro;
- nonché l'aggiustamento prezzo di alcune cessioni realizzate negli esercizi precedente per 60 milioni di euro.

Il **cash flow da attività di finanziamento** ha assorbito liquidità per complessivi 1.646 milioni di euro, mentre nell'esercizio 2016 ne aveva assorbita per 4.474 milioni di euro. Il flusso dell'esercizio 2017 è sostanzialmente relativo all'incremento dell'indebitamento finanziario netto per

1.705 milioni di euro (quale saldo netto tra rimborsi e nuove accensioni) e al pagamento dei dividendi per 2.873 milioni di euro.
A tali effetti si aggiungono le maggiori uscite relative a operazioni su non controlling interest per 478 milioni di euro, da riferire sostanzialmente all'esborso della put option che ha consentito l'acquisto di un'ulteriore quota del 13,6% di e-distribuţie Muntenia e di Enel Energie Muntenia.

Nel 2017, pertanto, il cash flow generato dall'attività operativa per 10.125 milioni di euro ha solo in parte fronteggiato il fabbisogno legato a quello da attività di finanziamento pari a 1.646 milioni di euro e da attività di investimento pari a 9.294 milioni di euro. La differenza trova riscontro nel decremento delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2017 risultano pari a 7.121 milioni di euro a fronte di 8.326 milioni di euro di fine 2016. Tale variazione risente anche degli effetti connessi all'andamento negativo dei cambi delle diverse valute locali rispetto all'euro per 390 milioni di euro.

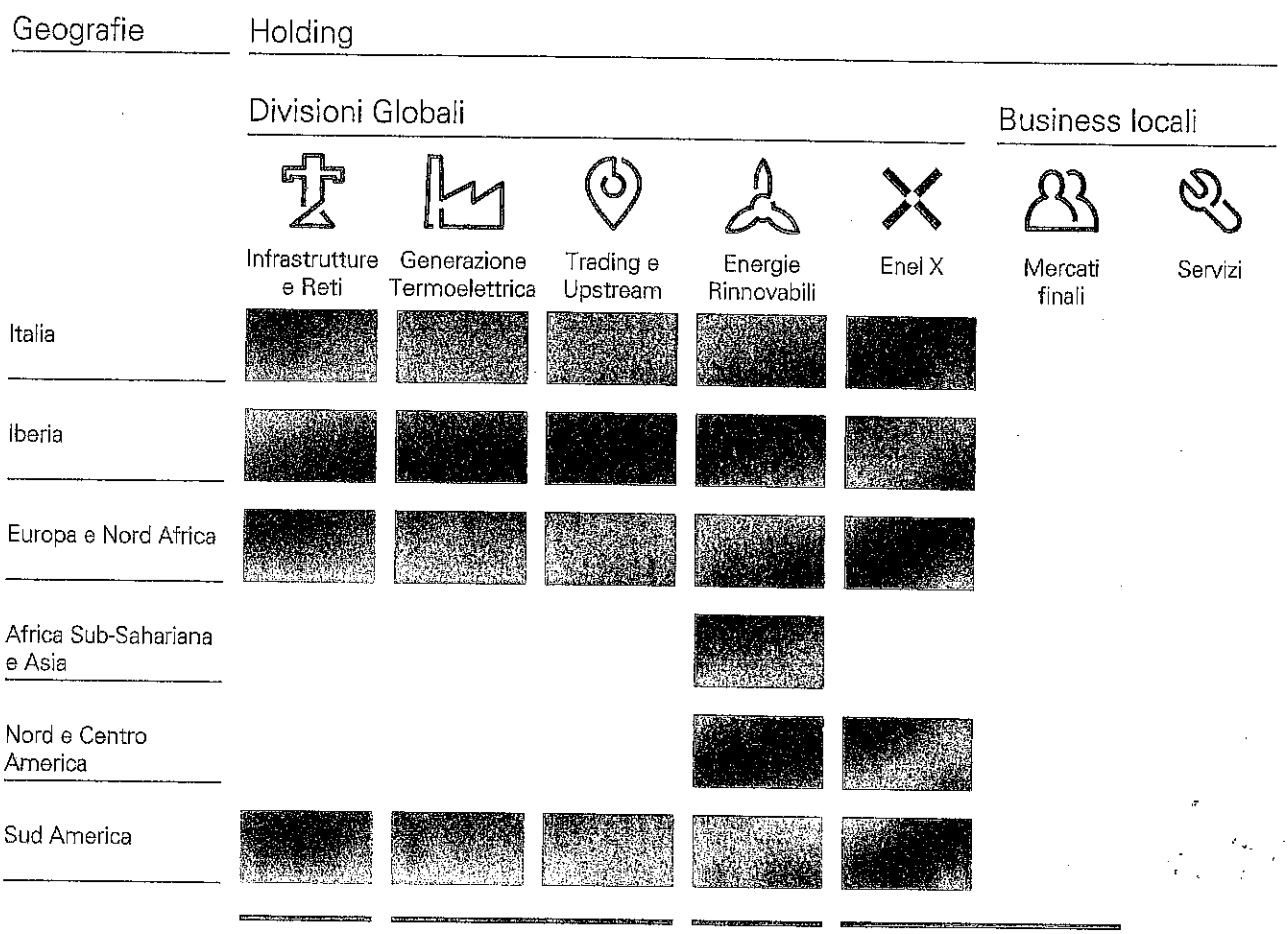
Risultati economici per area di attività

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", 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:

- "Generazione Termoelettrica" e "Trading e Upstream" sono presentati unitariamente dato il forte grado di interazione e interdipendenza tra le due filiere;
- il perimetro di attività di "Enel X" è per il momento presentato insieme ai "Mercati finali" nell'attesa che risultino pienamente operative l'organizzazione e il riassetto societario finalizzato alla separazione del perimetro di attività della nuova Business Line;
- la voce "Altro, elisioni e rettifiche", oltre a includere gli effetti derivanti dall'elisione dei rapporti economici intersettoriali, accoglie i dati relativi alla Holding Enel SpA.

La seguente rappresentazione grafica schematizza quanto sopra riportato.



Risultati per area di attività del 2017 e del 2016

Risultati 2017 [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	37.900	19.940	13.126	2.374	1.185	96	18	74.639
Ricavi intersettoriali	881	54	28	37	2	-	(1.002)	-
Totale ricavi	**38.781**	**19.994**	**13.154**	**2.411**	**1.187**	**96**	**(984)**	**74.639**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	537	13	26	-	2	-	-	578
Margine operativo lordo	**6.863**	**3.573**	**4.204**	**543**	**759**	**57**	**(346)**	**15.653**
Ammortamenti e impairment	2.393	1.731	1.234	237	206	42	18	5.861
Risultato operativo	**4.470**	**1.842**	**2.970**	**306**	**553**	**15**	**(364)**	**9.792**
Investimenti	**1.812**	**1.105**	**3.002**	**307** [2]	**1.802** [3]	**30**	**72**	**8.130**

(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 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 325 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2016 [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	36.091	18.831	10.739	3.618	1.122	29	162	70.592
Ricavi intersettoriali	954	122	29	180	3	-	(1.288)	-
Totale ricavi	**37.045**	**18.953**	**10.768**	**3.798**	**1.125**	**29**	**(1.126)**	**70.592**
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Margine operativo lordo	**6.618**	**3.562**	**3.556**	**762**	**833**	**14**	**(69)**	**15.276**
Ammortamenti e impairment	2.348	1.796	1.393	476	268	19	55	6.355
Risultato operativo	**4.270**	**1.766**	**2.163**	**286**	**565**	**(5)**	**(124)**	**8.921**
Investimenti	**1.894** [2]	**1.147**	**3.069**	**265** [3]	**1.832**	**304**	**41**	**8.552**

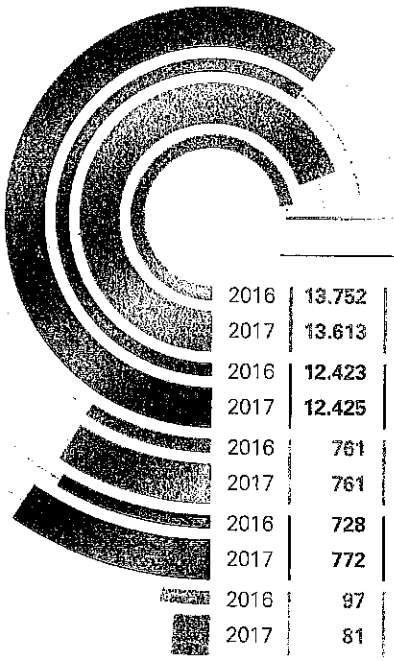
(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.
(2) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 283 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.

	Business locali								
Milioni di euro	Mercati finali			Servizi			Generazione e Trading		
	2017	2016	2017-2016	**2017**	2016	2017-2016	**2017**	2016	2017-2016
Italia	**2.007**	**1.932**	**75**	**96**	**105**	**(9)**	**239**	**(70)**	**309**
Iberia	**467**	**677**	**(210)**	**38**	**(95)**	**133**	**783**	**812**	**(29)**
Sud America	**-**	**-**	**-**	**(87)**	**(107)**	**20**	**687**	**737**	**(50)**
Argentina	*-*	*-*	*-*	*(1)*	*-*	*(1)*	*116*	*98*	*18*
Brasile	*-*	*-*	*-*	*(39)*	*(36)*	*(3)*	*119*	*73*	*46*
Cile	*-*	*-*	*-*	*(47)*	*(71)*	*24*	*281*	*389*	*(108)*
Colombia	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*43*	*51*	*(8)*
Perù	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*128*	*126*	*2*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Europa e Nord Africa	**(42)**	**25**	**(67)**	**5**	**1**	**4**	**269**	**373**	**(104)**
Romania	*(42)*	*30*	*(72)*	*2*	*1*	*1*	*2*	*(1)*	*3*
Russia	*-*	*-*	*-*	*3*	*-*	*3*	*267*	*186*	*81*
Slovacchia	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*191*	*(191)*
Altri Paesi	*-*	*(5)*	*5*	*-*	*-*	*-*	*-*	*(3)*	*3*
Nord e Centro America	**8**	**-**	**8**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Stati Uniti e Canada	*8*	*-*	*8*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Messico	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Panama	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Africa Sub-Sahariana e Asia	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Sudafrica	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
India	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altri Paesi	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Altro	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1)**	**1**	**(15)**	**(2)**	**(13)**
Totale	**2.440**	**2.634**	**(194)**	**52**	**(97)**	**149**	**1.963**	**1.850**	**113**

Divisioni Globali												
Infrastrutture e Reti			Rinnovabili			Altro			**Totale**		
2017	2016	2017-2016	**2017**	2016	2017-2016	**2017**	2016	2017-2016	**2017**	2016	2017-2016
3.467	**3.620**	**(153)**	**1.054**	**1.031**	**23**	**-**	**-**	**-**	**6.863**	**6.618**	**245**
2.086	**1.817**	**269**	**199**	**351**	**(152)**	**-**	**-**	**-**	**3.573**	**3.562**	**11**
1.687	**1.429**	**258**	**1.917**	**1.497**	**420**	**-**	**-**	**-**	**4.204**	**3.556**	**648**
140	*155*	*(15)*	*32*	*23*	*9*	-	-	-	*287*	*276*	*11*
644	*433*	*211*	*284*	*199*	*85*	-	-	-	*1.008*	*669*	*339*
237	*252*	*(15)*	*888*	*634*	*254*	-	-	-	*1.359*	*1.204*	*155*
461	*398*	*63*	*557*	*531*	*26*	-	-	-	*1.061*	*980*	*81*
205	*191*	*14*	*147*	*102*	*45*	-	-	-	*480*	*419*	*61*
-	-	-	*9*	*8*	*1*	-	-	-	*9*	*8*	*1*
166	**225**	**(59)**	**145**	**138**	**7**	**-**	**-**	**-**	**543**	**762**	**(219)**
166	*225*	*(59)*	*104*	*84*	*20*	-	-	-	*232*	*339*	*(107)*
-	-	-	-	-	-	-	-	-	*270*	*186*	*84*
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*191*	*(191)*
-	-	-	*41*	*54*	*(13)*	-	-	-	*41*	*46*	*(5)*
-	**-**	**-**	**751**	**833**	**(82)**	**-**	**-**	**-**	**759**	**833**	**(74)**
-	-	-	*400*	*587*	*(187)*	-	-	-	*408*	*587*	*(179)*
-	-	-	*98*	*95*	*3*	-	-	-	*98*	*95*	*3*
-	-	-	*101*	*93*	*8*	-	-	-	*101*	*93*	*8*
-	-	-	*152*	*58*	*94*	-	-	-	*152*	*58*	*94*
-	**-**	**-**	**57**	**14**	**43**	**-**	**-**	**-**	**57**	**14**	**43**
-	-	-	*53*	*4*	*49*	-	-	-	*53*	*4*	*49*
-	-	-	*8*	*10*	*(2)*	-	-	-	*8*	*10*	*(2)*
-	-	-	*(4)*	-	*(4)*	-	-	-	*(4)*	-	*(4)*
(28)	**(13)**	**(15)**	**(76)**	**(50)**	**(26)**	**(227)**	**(3)**	**(224)**	**(346)**	**(69)**	**(277)**
7.378	**7.078**	**300**	**4.047**	**3.814**	**233**	**(227)**	**(3)**	**(224)**	**15.653**	**15.276**	**377**

Italia



2016	13.752	**Impianti termoelettrici**[1]
2017	13.613	
2016	12.423	**Impianti idroelettrici**
2017	12.425	
2016	761	**Impianti geotermoelettrici**
2017	761	
2016	728	**Impianti eolici**
2017	772	
2016	97	**Altri impianti**
2017	81	

Potenza efficiente netta installata (MW)

2016
27.761

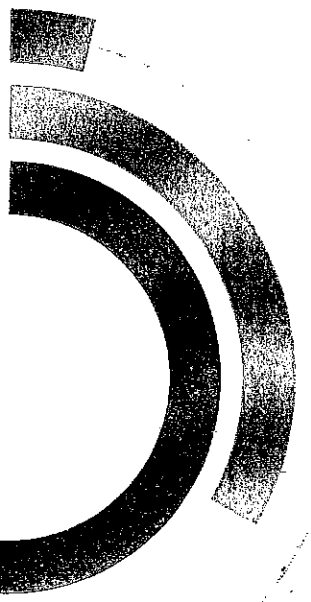
2017
27.652

(1) Di cui 741 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.225 MW al 31 dicembre 2016).

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica (km)

2017
1.149.218

13	Linee **alta** tensione a fine esercizio
353.808	Linee **media** tensione a fine esercizio
795.397	Linee **bassa** tensione a fine esercizio



913

Numero medio clienti

2018
26.776.635
2017
26.420.058

Mercato libero	Business to consumer	5.266.409	2016
		5.938.899	2017
	Business to business	**1.420.466**	2016
		1.580.305	2017
	Regime di salvaguardia	45.695	2016
		33.013	2017
Mercato regolato	Regime di maggior tutela	20.044.065	2016
		18.867.841	2017

Risultati economici 2017 (milioni di euro)

Ricavi 38.781 | **Margine operativo lordo 6.863** | **Investimenti 1.812**

Ricavi

Generazione e Trading	Infrastrutture e Reti	Rinnovabili	Mercati finali	Servizi	Elisioni e rettifiche
19.919	**7.584**	**1.822**	**16.256**	**1.314**	**(8.114)**

Margine operativo lordo

Generazione e Trading	Infrastrutture e Reti	Rinnovabili	Mercati finali	Servizi
239	**3.467**	**1.054**	**2.007**	**96**

Investimenti

Generazione e Trading	Infrastrutture e Reti	Rinnovabili	Mercati finali	Servizi
115	**1.275**	**227**	**139**	**56**

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Termoelettrica	32.421	37.609	(5.188)	-13,8%
Idroelettrica	14.025	16.052	(2.027)	-12,6%
Geotermoelettrica	5.758	5.832	(74)	-1,3%
Eolica	1.188	1.298	(110)	-8,5%
Altre fonti	126	122	4	3,3%
Totale produzione netta	**53.518**	**60.913**	**(7.395)**	**-12,1%**

Nel 2017 la produzione netta di energia elettrica ammonta a 53.518 milioni di kWh, registrando un decremento del 12,1%, pari a 7.395 milioni di kWh, rispetto al 2016. In particolare, la minore produzione termoelettrica (per 5.188 milioni di kWh) è dovuta alla minore competitività degli impianti a carbone e a un minor funzionamento dei cicli combinati, tra cui gli impianti siciliani di Termini Imerese e Priolo Gargallo, sfavoriti dalla nuova interconnessione con la terraferma entrata a regime nel corso del 2016.
Il decremento della produzione idroelettrica (per 2.027 milioni di kWh) è invece riferibile essenzialmente al peggioramento delle condizioni di idraulicità rispetto all'esercizio precedente.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2017		2016		2017-2016	
Olio combustibile	10	-	88	0,2%	(78)	-88,6%
Gas naturale	8.396	23,9%	9.601	23,6%	(1.205)	-12,6%
Carbone	26.139	74,5%	30.286	74,7%	(4.147)	-13,7%
Altri combustibili	534	1,6%	592	1,5%	(58)	-9,8%
Totale	**35.079**	**100,0%**	**40.567**	**100,0%**	**(5.488)**	**-13,5%**

La produzione termoelettrica lorda del 2017 si attesta a 35.079 milioni di kWh, registrando un decremento di 5.488 milioni di kWh (-13,5%) rispetto al 2016. Relativamente al mix dei combustibili utilizzati, il decremento è dovuto prevalentemente al minor utilizzo degli impianti a carbone e a ciclo combinato a seguito dei fenomeni sopracitati.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Impianti termoelettrici [1]	13.613	13.752	(139)	-1,0%
Impianti idroelettrici	12.425	12.423	2	-
Impianti geotermoelettrici	761	761	-	-
Impianti eolici	772	728	44	6,0%
Altri impianti	81	97	(16)	-16,5%
Totale	**27.652**	**27.761**	**(109)**	**-0,4%**

(1) Di cui 741 MW indisponibili per aspetti tecnici di lunga durata (1.225 MW al 31 dicembre 2016).

La potenza efficiente netta nel 2017 si attesta a 27.652 MW e registra un decremento di 109 MW rispetto all'esercizio precedente. La variazione riflette principalmente la chiusura della sezione 6 dell'impianto a carbone di Genova.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2017	2016	2017-2016	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	13	13	-	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	353.808	352.607	1.201	0,3%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	795.397	792.367	3.030	0,4%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**1.149.218**	**1.144.987**	**4.231**	**0,4%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) [1]	**227.322**	**224.100**	**3.222**	**1,4%**

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata sulla rete Enel in Italia nel 2017 registra un incremento di 3.222 milioni di kWh (+1,4%), passando da 224.100 milioni di kWh del 2016 a 227.322 milioni di kWh del 2017. Tale variazione è sostanzialmente in linea con l'incremento della domanda di energia elettrica in Italia.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Mercato libero:				
- business to consumer	12.475	11.257	1.218	10,8%
- business to business	44.735	35.024	9.711	27,7%
- clienti in regime di salvaguardia	2.052	2.021	31	1,5%
Totale mercato libero	**59.262**	**48.302**	**10.960**	**22,7%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	43.958	45.837	(1.879)	-4,1%
TOTALE	**103.220**	**94.139**	**9.081**	**9,6%**

L'energia venduta nel 2017 è pari a 103.220 milioni di kWh, con un incremento complessivo di 9.081 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. L'andamento riflette le maggiori vendite al mercato libero, particolarmente incentrate sui clienti business, quale risultanza della politica commerciale intrapresa.

Numero medio di clienti

	2017	2016	2017-2016	
Mercato libero:				
- business to consumer	5.938.899	5.266.409	672.490	12,8%
- business to business	1.580.305	1.420.466	159.839	11,3%
- clienti in regime di salvaguardia	33.013	45.695	(12.682)	-27,8%
Totale mercato libero	**7.552.217**	**6.732.570**	**819.647**	**12,2%**
Mercato regolato:				
- clienti in regime di maggior tutela	18.867.841	20.044.065	(1.176.224)	-5,9%
TOTALE	**26.420.058**	**26.776.635**	**(356.577)**	**-1,3%**

Vendite di gas naturale

Milioni di m³

	2017	2016	2017-2016	
Business to consumer	2.910	2.815	95	3,4%
Business to business	1.901	1.776	125	7,0%
Totale	**4.811**	**4.591**	**220**	**4,8%**

Il gas venduto nel 2017 è pari a 4.811 milioni di metri cubi, con un incremento di 220 milioni di metri cubi rispetto all'esercizio precedente riferibile essenzialmente alle vendite a clienti business.

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi	38.781	37.045	1.736	4,7%
Margine operativo lordo	6.863	6.618	245	3,7%
Risultato operativo	4.470	4.270	200	4,7%
Investimenti	1.812	1.894 [1]	(82)	-4,3%

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

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel 2017.

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Generazione e Trading	19.919	19.403	516	2,7%
Infrastrutture e Reti	7.584	7.237	347	4,8%
Rinnovabili	1.822	1.796	26	1,4%
Mercati finali	16.256	15.323	933	6,1%
Servizi	1.314	1.207	107	8,9%
Elisioni e rettifiche	(8.114)	(7.921)	(193)	-2,4%
Totale	**38.781**	**37.045**	**1.736**	**4,7%**

I **ricavi** del 2017 ammontano a 38.781 milioni di euro, registrando un incremento di 1.736 milioni di euro rispetto all'analogo periodo del 2016 (+4,7%), in conseguenza dei principali seguenti fattori:

> maggiori ricavi da attività di **Generazione e Trading** per 516 milioni di euro (+2,7%) rispetto al 2016. Tale incremento è prevalentemente riconducibile a:
- maggiori ricavi per vendite di combustibili sui mercati all'ingrosso nazionali e internazionali, pari a 1.337 milioni di euro, sostanzialmente attribuibili alla maggiori attività di intermediazione;
- maggiori ricavi per attività di trading nei mercati internazionali dell'energia elettrica per 971 milioni di euro, correlati essenzialmente all'incremento delle quantità intermediate (+33,9 TWh) di proprietary trading svolte sulle Borse europee dell'energia elettrica (in particolare in Francia e Germania) in un regime di prezzi crescenti;
- maggiori ricavi relativi a corrispettivi riconosciuti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) per operazioni sulla Borsa dell'energia elettrica per 293 milioni di euro, principalmente riferibili al reintegro dei costi delle unità essenziali;
- maggiori ricavi per vendita dei diritti di emissione CO_2 per 80 milioni di euro a seguito dei prezzi crescenti delle quote;
- minori ricavi da vendita di energia elettrica per 1.982 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 (1.989 milioni di euro), solo parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi per vendite sulla Borsa dell'energia elettrica (47 milioni di euro);
- minori proventi da operazioni straordinarie per 124 milioni di euro, riferiti alla rilevazione nel 2016 della plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel;

> maggiori ricavi per attività di **Infrastrutture e Reti** per 347 milioni di euro (+4,8%), riferibili sostanzialmente:
- all'incremento dei contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica (pari a 347 milioni di euro) a seguito dei maggiori volumi acquistati, ma soprattutto della crescita del contributo unitario che ha toccato nel secondo semestre 2017 i suoi livelli massimi;
- ai maggiori ricavi tariffari per 10 milioni di euro riferibili principalmente all'aumento delle tariffe di trasmissione (delibera ARERA n. 779/2016), solo in parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione nonché dall'effetto negativo derivante dai meccanismi di perequazione e dall'abolizione, a partire dal 1° gennaio 2017, del meccanismo di perequazione dei ricavi per i clienti domestici. A tali fenomeni si aggiungono maggiori ricavi derivanti dalla modifica del lag regolatorio (delibera ARERA n. 654/2015);

> maggiori ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili** per 26 milioni di euro (+1,4%), per effetto dei maggiori prezzi medi di vendita che hanno più che compensato le minori quantità prodotte;

> maggiori ricavi sui **Mercati finali** dell'energia elettrica per 933 milioni di euro (+6,1%), connessi essenzialmente:
- all'incremento dei ricavi sul mercato libero dell'energia elettrica per 783 milioni di euro, connesso sostanzialmente alle maggiori quantità vendute (+11,0 TWh);
- a maggiori ricavi sul mercato regolato dell'energia elettrica per 80 milioni di euro, a seguito dell'incremento dei ricavi tariffari e dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione, solo parzialmente compensato dal decremento delle quantità vendute (-1,9 TWh) e del numero dei clienti;
- ai maggiori ricavi per vendite di gas naturale a clienti finali per 4 milioni di euro, da riferire sia all'incremento delle quantità vendute sia ai maggiori prezzi di vendita medi. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla rilevazione di partite pregresse positive minori rispetto all'esercizio precedente per 56 milioni di euro;
- ai maggiori contributi di allacciamento, nonché ai maggiori ricavi relativi al meccanismo di reintegro degli oneri sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per complessivi 40 milioni di euro.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Generazione e Trading	239	(70)	309	-
Infrastrutture e Reti	3.467	3.620	(153)	-4,2%
Rinnovabili	1.054	1.031	23	2,2%
Mercati finali	2.007	1.932	75	3,9%
Servizi	96	105	(9)	-8,6%
Totale	**6.863**	**6.618**	**245**	**3,7%**

Il **margine operativo lordo** del 2017 si attesta a 6.863 milioni di euro, con un incremento di 245 milioni di euro rispetto al 2016 (+3,7%). In particolare, la variazione è riferibile sostanzialmente:

> al maggior margine da **Generazione e Trading** per 309 milioni di euro. Se si esclude da tale variazione la citata plusvalenza di 124 milioni di euro riferita alla cessione della partecipazione in Hydro Dolomiti Enel e rilevata nel 2016, il margine registra un incremento di 433 milioni di euro sostanzialmente a seguito:
- del miglioramento del margine di trading che risente dei benefici ottenuti dalla stipula degli accordi di Price Review relativi a taluni contratti di fornitura del gas (311 milioni di euro);
- dell'operazione per gli approvvigionamenti di CO_2, effettuata nel 2016, con un impatto negativo di 279 milioni di euro;
- degli accantonamenti effettuati nell'esercizio precedente relativamente agli oneri di bonifica dei siti ove insistono gli impianti di generazione dismessi inclusi

nel progetto Futur-E (160 milioni di euro);
- del minor margine sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento per 250 milioni di euro;
- dei minori volumi di energia elettrica prodotta;

> al minor margine di **Infrastrutture e Reti** per 153 milioni di euro (-4,2%) sostanzialmente riconducibile:
- al decremento del margine da trasporto di energia elettrica per 66 milioni di euro, connesso principalmente al già citato effetto della riduzione delle tariffe di distribuzione e dei meccanismi di perequazione, solo parzialmente compensato dall'effetto positivo delle maggiori tariffe di trasmissione e della modifica del lag regolatorio. A tali fenomeni si aggiunge l'effetto positivo di partite pregresse per 20 milioni di euro;
- a un aumento degli accantonamenti al fondo rischi e oneri per 60 milioni di euro. Tale incremento risente dei rilasci, avvenuti nel 2016, del fondo stanziato in seguito all'istruttoria A486 avviata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) nel 2015 (47 milioni di euro), in base alla delibera dell'AGCM medesima che ha determinato la chiusura del procedimento; nonché di una parte della somma *una tantum* accantonata nel 2015 e compensativa del beneficio Sconto Energia (44 milioni di euro). A tali fenomeni si aggiungono maggiori accantonamenti del periodo a seguito della determina n. 40/2017 ARERA e dell'incremento del fondo per eventi atmosferici eccezionali;
- ai maggiori costi operativi;

> al maggior margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 23 milioni di euro, da riferire prevalentemente agli stessi effetti già citati nei ricavi, solo parzialmente compensati dal rilascio del fondo connesso all'esecuzione del Protocollo di intesa con la Regione Sardegna per la cessione degli impianti idroelettrici sul fiume Tirso (54 milioni di euro);

> all'incremento del margine realizzato sui **Mercati finali** per 75 milioni di euro (+3,9%), prevalentemente riferibile a:
- un incremento del margine sul mercato libero dell'energia elettrica e del gas per 64 milioni di euro (di cui 83 milioni di euro relativi alla componente gas), dovuto all'incremento delle quantità vendute per entrambe le commodity (energia elettrica e gas);
- un incremento del margine sul mercato regolato dell'energia per 23 milioni di euro da attribuire sostanzialmente a un aumento dei ricavi riconosciuti per il servizio di commercializzazione, solo parzialmente compensato dal decremento delle quantità vendute.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Generazione e Trading	-	(460)	460	-
Infrastrutture e Reti	2.319	2.596	(277)	-10,7%
Rinnovabili	745	751	(6)	-0,8%
Mercati finali	1.361	1.333	28	2,1%
Servizi	45	50	(5)	-10,0%
Totale	**4.470**	**4.270**	**200**	**4,7%**

Il **risultato operativo** si attesta a 4.470 milioni di euro e, scontando maggiori ammortamenti e impairment per 45 milioni di euro, registra un incremento di 200 milioni di euro rispetto ai 4.270 milioni di euro registrati nel 2016.

In particolare, oltre alla variazione del margine operativo lordo, si segnalano:

> l'incremento degli adeguamenti netti del valore dei crediti commerciali, che sconta un peggioramento della recuperabilità dei crediti da vendita di energia elettrica a trader e clienti regolati;

> i maggiori ammortamenti, particolarmente concentrati sulle infrastrutture di rete;

> la rilevazione nel 2016 di impairment 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

	2017	2016		2017-2016
Generazione e Trading	115	119 [1]	(4)	-3,4%
Infrastrutture e Reti	1.275	1.278	(3)	-0,2%
Rinnovabili	227	304	(77)	-25,3%
Mercati finali	139	133	6	4,5%
Servizi	56	60	(4)	-6,7%
Totale	**1.812**	**1.894**	**(82)**	**-4,3%**

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

Gli **investimenti** del 2017 ammontano a 1.812 milioni di euro, in diminuzione 82 milioni di euro rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente. In particolare, tale variazione è attribuibile a:

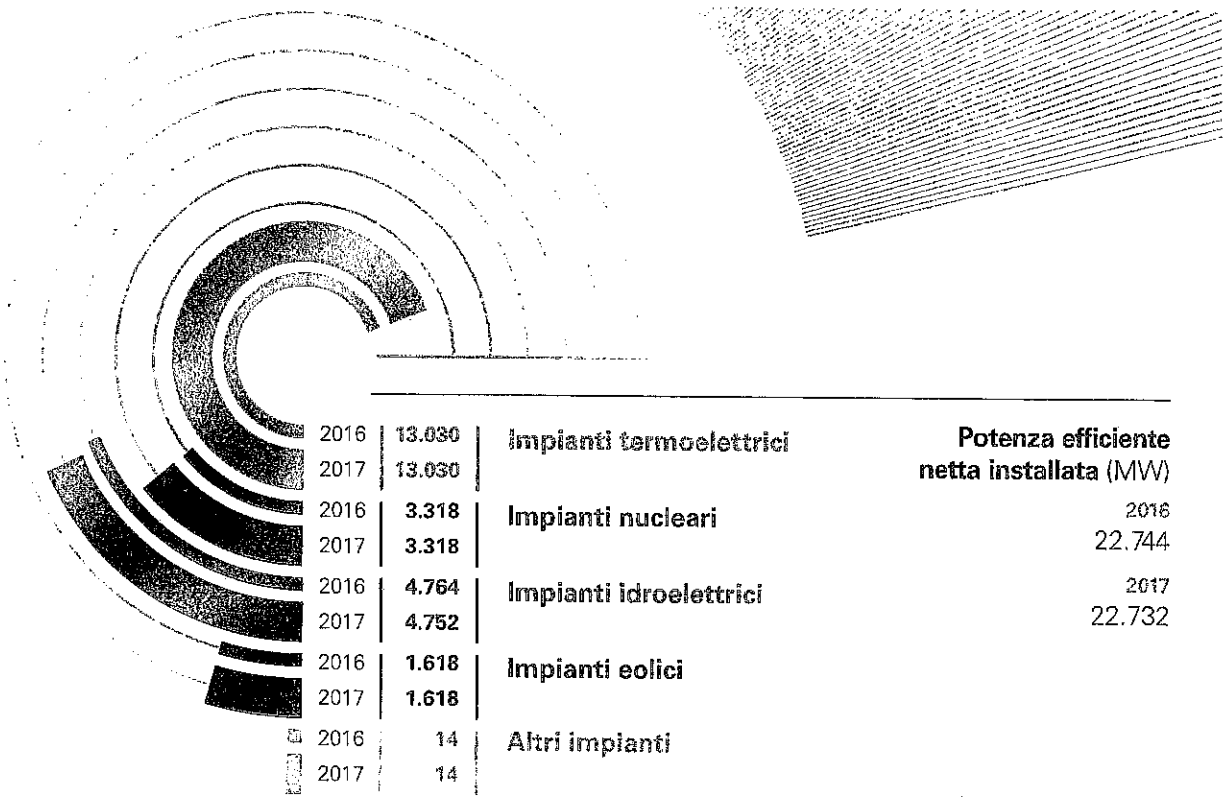
> minori investimenti di **Infrastrutture e Reti** pari a 3 milioni di euro, riferiti principalmente ad attività legate alla sostituzione dei contatori elettronici connesse all'avvio del piano Open Meter approvato dall'ARERA con delibera n. 222/2017/R/eel. Tali maggiori attività sono state più che compensate da minori investimenti in qualità del servizio, anticipati nel corso del 2016;

> maggiori investimenti dei **Mercati finali** per 6 milioni di euro;

> minori investimenti di **Generazione e Trading** per 4 milioni di euro;

> minori investimenti in attività da fonti **Rinnovabili** per 77 milioni di euro, riferiti principalmente agli impianti idroelettrici, da biomasse ed eolici.

Iberia



2016	13.030	Impianti termoelettrici
2017	13.030	
2016	3.318	Impianti nucleari
2017	3.318	
2016	4.764	Impianti idroelettrici
2017	4.752	
2016	1.618	Impianti eolici
2017	1.618	
2016	14	Altri impianti
2017	14	

Potenza efficiente netta installata (MW)

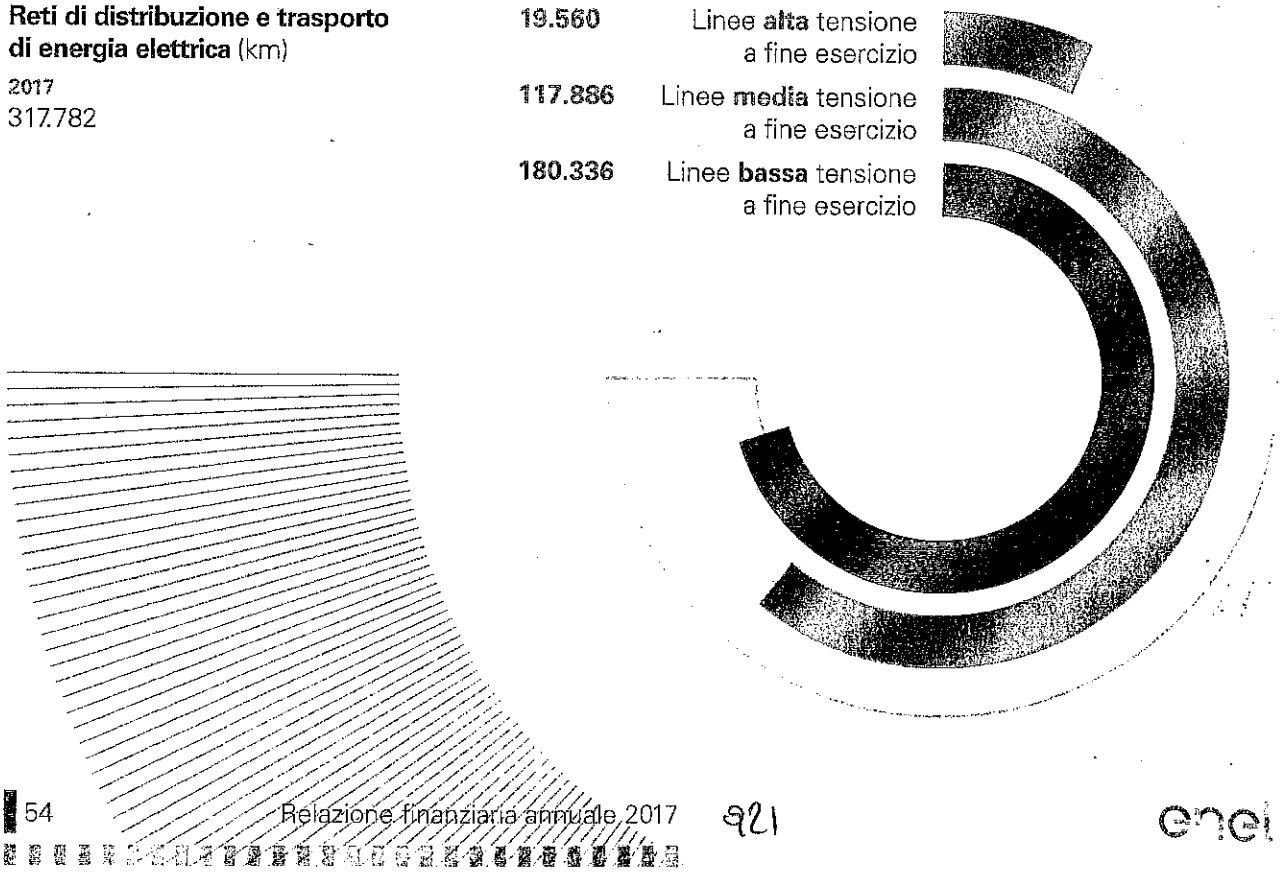
2016
22.744

2017
22.732

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica (km)

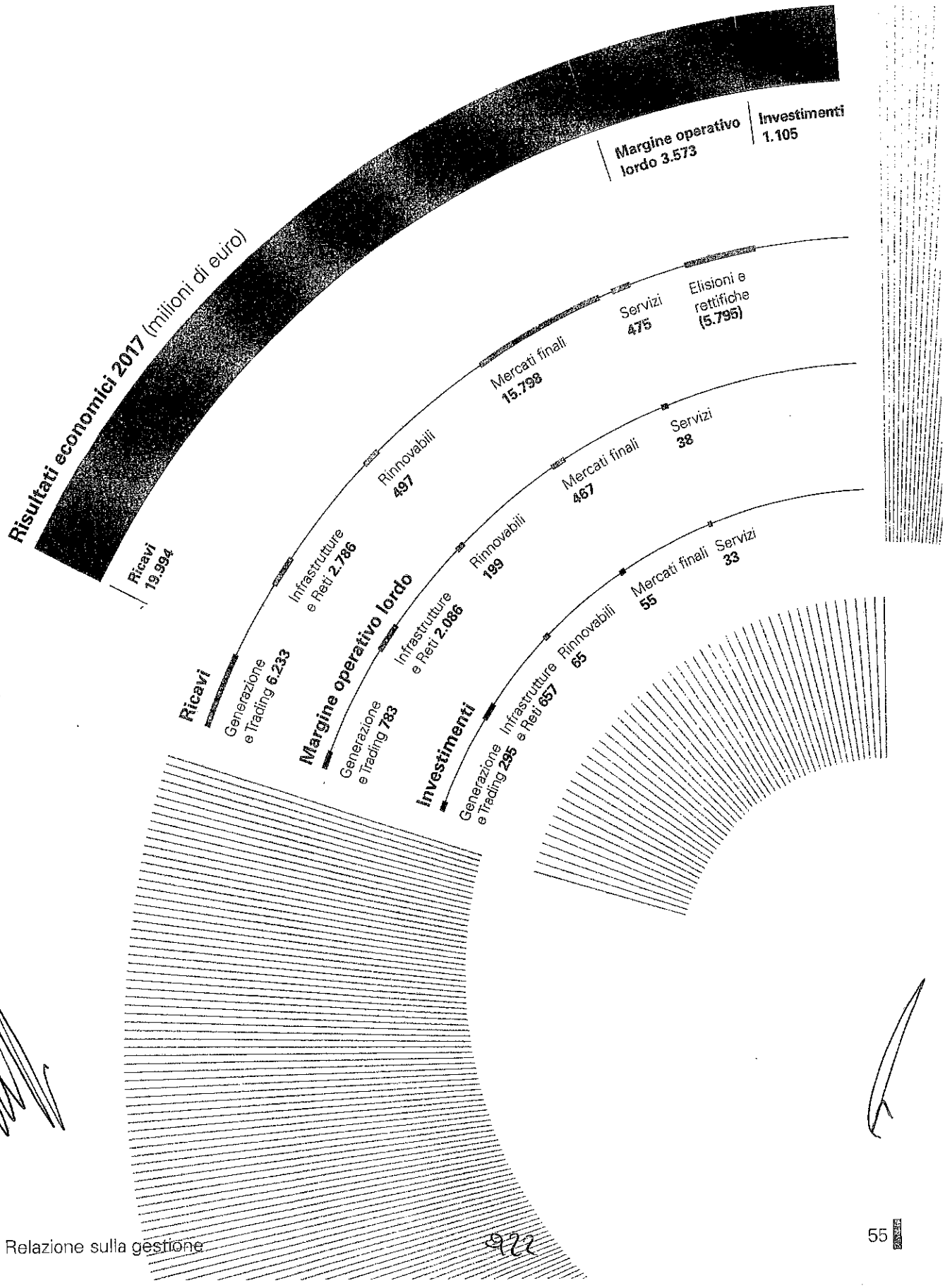
2017
317.782

19.560	Linee **alta** tensione a fine esercizio
117.886	Linee **media** tensione a fine esercizio
180.336	Linee **bassa** tensione a fine esercizio



921

enel


Risultati economici 2017 (milioni di euro)
Ricavi 19.994
Margine operativo lordo 3.573
Investimenti 1.105
Ricavi
Generazione e Trading 6.233
Infrastrutture e Reti 2.786
Rinnovabili 497
Mercati finali 15.798
Servizi 475
Elisioni e rettifiche (5.795)
Margine operativo lordo
Generazione e Trading 783
Infrastrutture e Reti 2.086
Rinnovabili 199
Mercati finali 467
Servizi 38
Investimenti
Generazione e Trading 295
Infrastrutture e Reti 657
Rinnovabili 65
Mercati finali 55
Servizi 33

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Termoelettrica	43.754	35.525	8.229	23,2%
Nucleare	26.448	25.921	527	2,0%
Idroelettrica	5.038	7.288	(2.250)	-30,9%
Eolica	3.351	3.422	(71)	-2,1%
Altre fonti	27	167	(140)	-83,8%
Totale produzione netta	**78.618**	**72.323**	**6.295**	**8,7%**

La produzione netta di energia elettrica in Iberia nel 2017 è pari a 78.618 milioni di kWh, con un incremento di 6.295 milioni di kWh rispetto al 2016. Tale incremento trova riscontro nella maggiore produzione termoelettrica che ha beneficiato della siccità che ha colpito l'Iberia nel 2017 e nell'aumento della domanda di energia elettrica.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

		2017		2016		2017-2016
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	6.319	8,6%	6.254	9,7%	65	1,0%
Gas naturale	9.750	13,2%	5.008	7,8%	4.742	94,7%
Carbone	26.156	35,5%	22.413	34,7%	3.743	16,7%
Combustibile nucleare	27.542	37,4%	26.993	41,9%	549	2,0%
Altri combustibili	3.865	5,3%	3.810	5,9%	55	1,4%
Totale	**73.632**	**100,0%**	**64.478**	**100,0%**	**9.154**	**14,2%**

La produzione termoelettrica lorda del 2017 è pari a 73.632 milioni di kWh e registra un incremento di 9.154 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Relativamente al mix impiegato, si rileva un incremento in tutte le tipologie di combustibili, soprattutto del gas naturale.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Impianti termoelettrici	13.030	13.030	-	-
Impianti nucleari	3.318	3.318	-	-
Impianti idroelettrici	4.752	4.764	(12)	-0,3%
Impianti eolici	1.618	1.618	-	-
Altri impianti	14	14	-	-
Totale potenza efficiente netta	**22.732**	**22.744**	**(12)**	**-0,1%**

La potenza efficiente netta del 2017 è pari a 22.732 MW e registra un decremento di 12 MW rispetto all'esercizio precedente.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2017	2016	2017-2016	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	19.560	19.539	21	0,1%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	117.886	117.632	254	0,2%
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	180.336	179.391	945	0,5%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**317.782**	**316.562**	**1.220**	**0,4%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) [1]	**112.004**	**109.201**	**2.803**	**2,5%**

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2017 è pari a 112.004 milioni di kWh e registra un incremento di 2.803 milioni di kWh, sostanzialmente in linea con l'andamento della domanda.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Mercato libero	83.036	79.008	4.028	5,1%
Mercato regolato	13.478	14.482	(1.004)	-6,9%
Totale	**96.514**	**93.490**	**3.024**	**3,1%**

Le vendite di energia elettrica ai clienti finali effettuate nel 2017 sono pari a 96.514 milioni di kWh, con un incremento di 3.024 milioni di kWh rispetto allo stesso periodo del 2016.

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi	19.994	18.953	1.041	5,5%
Margine operativo lordo	3.573	3.562	11	0,3%
Risultato operativo	1.842	1.766	76	4,3%
Investimenti	1.105	1.147	(42)	-3,7%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per tipologia di business nel 2017.

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Generazione e Trading	6.233	4.893	1.340	27,4%
Infrastrutture e Reti	2.786	2.569	217	8,4%
Rinnovabili	497	665	(168)	-25,3%
Mercati finali	15.798	14.121	1.677	11,9%
Servizi	475	249	226	90,8%
Elisioni e rettifiche	(5.795)	(3.544)	(2.251)	-63,5%
Totale	**19.994**	**18.953**	**1.041**	**5,5%**

I **ricavi** del 2017 registrano un incremento di 1.041 milioni di euro, per effetto di:

> maggiori ricavi sui **Mercati finali** per 1.677 milioni di euro, di cui 405 milioni di euro relativi alla commodity gas che riflette maggiori vendite in un regime di prezzi unitari leggermente in salita. La variazione positiva relati-

va alla commodity energia elettrica trova invece riscontro sostanzialmente nelle maggiori quantità vendute in un mercato caratterizzato da una crescita dei prezzi unitari nel mercato regolato mentre nel mercato libero i prezzi si registrano in calo;

> maggiori ricavi da **Generazione e Trading** per 1.340 milioni di euro, prevalentemente connessi all'aumento delle vendite di energia elettrica in regime di prezzi crescenti; tali ricavi sono in gran parte nei confronti delle società di commercializzazione dell'energia elettrica della Country e trovano pertanto riscontro anche nelle elisioni. A tali effetti si associano le maggiori compensazioni ricevute a fronte dei costi sostenuti per garantire la generazione di energia elettrica nel territorio extrapeninsulare;

> un decremento di 168 milioni di euro dei ricavi da generazione da fonti **Rinnovabili**, che sconta principalmente le condizioni di siccità precedentemente commentate che hanno influito negativamente sulla generazione idroelettrica, oltre alla rettifica di prezzo, rilevata nel 2016 per 30 milioni di euro, relativa alla cessione di ENEOP;

> un incremento di 217 milioni di euro dei ricavi di **Infrastrutture e Reti**, sostanzialmente a seguito degli adeguamenti tariffari riconosciuti tenuto conto della proposta di ordine ministeriale in via di definizione dal Ministero per l'Energia, il Turismo e l'Agenda Digitale.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Generazione e Trading	783	812	(29)	-3,6%
Infrastrutture e Reti	2.086	1.817	269	14,8%
Rinnovabili	199	351	(152)	-43,3%
Mercati finali	467	677	(210)	-31,0%
Servizi	38	(95)	133	-
Totale	**3.573**	**3.562**	**11**	**0,3%**

Il margine operativo lordo ammonta a 3.573 milioni di euro, con un incremento di 11 milioni di euro rispetto al 2016, a seguito di:

> un incremento del margine su **Infrastrutture e Reti**, pari a 269 milioni di euro, che risente dei sopracitati adeguamenti tariffari cui si associa l'effetto del riconoscimento nel 2016 di alcuni oneri per l'incentivo all'esodo per il personale. Di quest'ultima operazione ha beneficiato il costo del personale del 2017 a fronte della riduzione delle consistenze medie;

> un calò del margine operativo lordo sui **Mercati finali** per 210 milioni di euro, sostanzialmente per effetto del forte incremento dei costi di approvvigionamento sia della commodity energia sia della commodity gas, che ha più che compensato l'effetto degli efficientamenti realizzati, soprattutto sul costo del personale;

> un minor margine operativo lordo realizzato dalle attività di **Generazione e Trading** per 29 milioni di euro, che risente negativamente del margine di generazione che sconta principalmente maggiori imposte sulla produzione a seguito delle maggiori quantità prodotte (72 milioni di euro), cui si aggiunge l'effetto combinato (per complessivi 63 milioni di euro) della sancita incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare in Catalogna nel 2016 e della successiva introduzione, nel 2017 da parte della stessa regione, di una nuova tassa sui rifiuti da generazione nucleare. Tali fenomeni sono parzialmente controbilanciati dalla sentenza che ha riconosciuto a Endesa il rimborso di quanto versato per finanziare il *bono social* negli esercizi 2014, 2015 e 2016, con un impatto positivo di 222 milioni di euro;

> un minor margine da generazione da fonti **Rinnovabili** per 152 milioni di euro, dove, oltre a quanto segnalato nei ricavi, si evidenzia 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;

> una crescita del margine nei **Servizi**, per 133 milioni di euro. Tale variazione risente principalmente della riduzione del costo del personale per 94 milioni di euro a seguito dell'effetto combinato del riconoscimento nel 2016 di alcuni oneri per l'incentivo all'esodo e del conseguente calo delle consistenze nel 2017.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Generazione e Trading	191	187	4	2,1%
Infrastrutture e Reti	1.367	1.047	320	30,6%
Rinnovabili	12	89	(77)	-86,5%
Mercati finali	286	537	(251)	-46,7%
Servizi	(14)	(94)	80	-85,1%
Totale	**1.842**	**1.766**	**76**	**4,3%**

Il risultato operativo del 2017, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.731 milioni di euro (1.796 milioni di euro nel 2016), è pari a 1.842 milioni di euro ed evidenzia, rispetto al 2016, un incremento di 76 milioni di euro. La riduzione degli ammortamenti, pari a 115 milioni di euro e principalmente connessa all'allungamento della vita utile di tutti gli impianti da generazione da fonte rinnovabile, è infatti parzialmente compensata dai maggiori impairment riconosciuti sui crediti commerciali nel 2017 rispetto al 2016, principalmente nel settore retail.

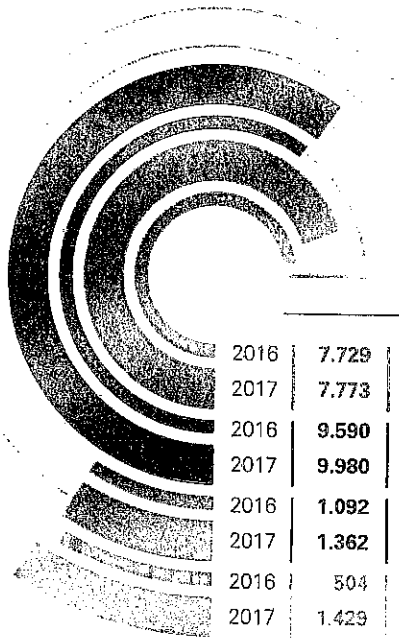
Investimenti

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Generazione e Trading	295	355	(60)	-16,9%
Infrastrutture e Reti	657	644	13	2,0%
Rinnovabili	65	78	(13)	-16,7%
Mercati finali	55	53	2	3,8%
Servizi	33	17	16	94,1%
Totale	**1.105**	**1.147**	**(42)**	**-3,7%**

Gli **investimenti** ammontano a 1.105 milioni di euro, con un decremento di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, soprattutto nella Generazione e Trading. In particolare, gli investimenti del 2017 si riferiscono per lo più a interventi sulla rete di distribuzione (657 milioni di euro), connessi prevalentemente al miglioramento della qualità del servizio e alla sostituzione dei contatori con quelli di nuova generazione.

Sud America



2016	7.729	**Impianti termoelettrici**
2017	7.773	
2016	9.590	**Impianti idroelettrici**
2017	9.980	
2016	1.092	**Impianti eolici**
2017	1.362	
2016	504	Altri impianti
2017	1.429	

Potenza efficiente netta installata (MW)

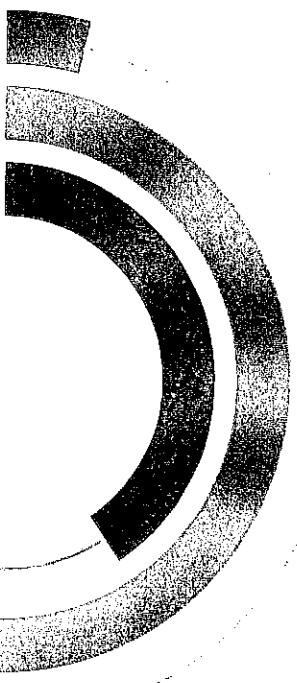
2016
18.915

2017
20.544

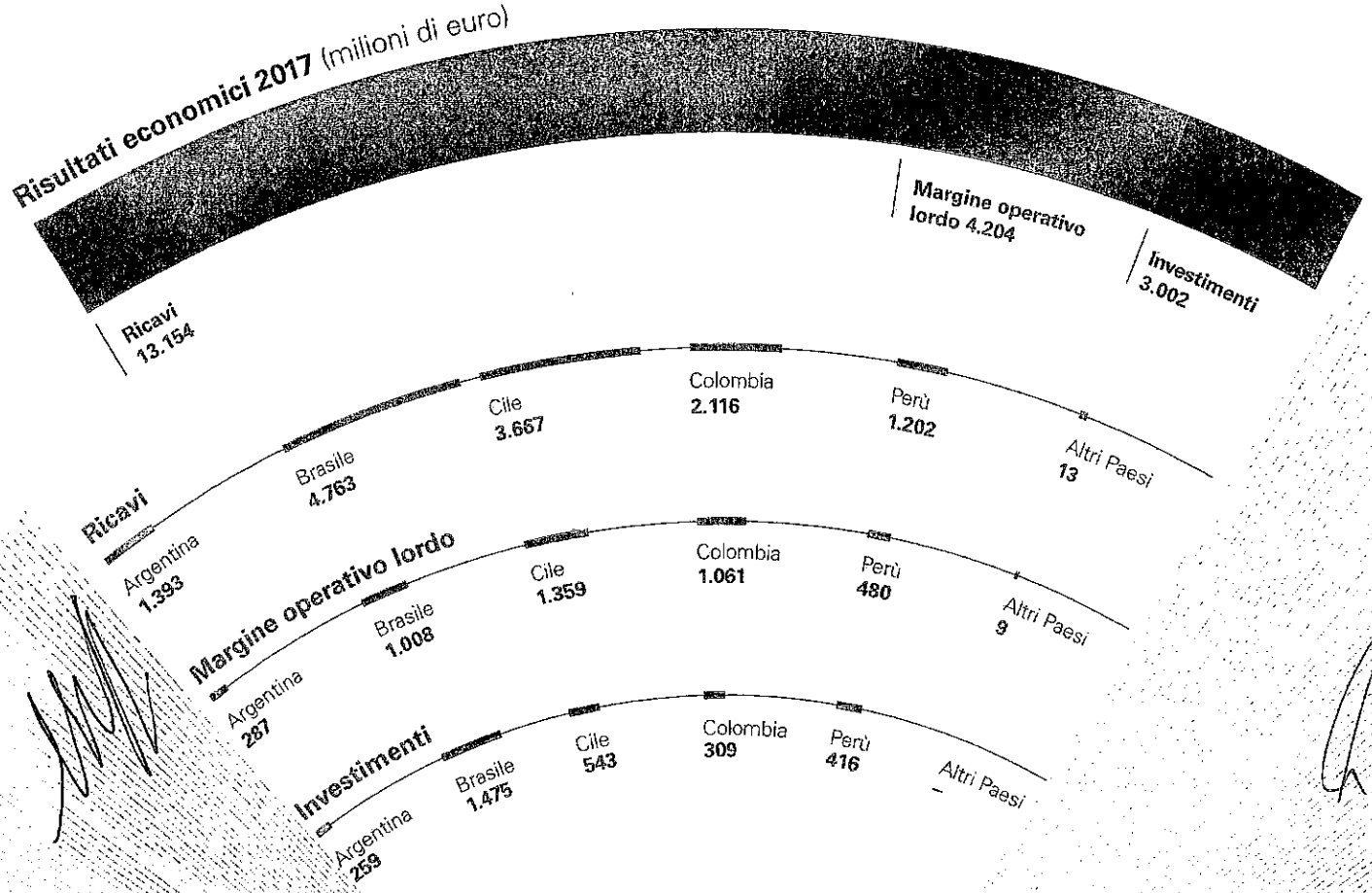
Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica (km)

2017
566.010

18.308	Linee **alta** tensione a fine esercizio
350.376	Linee **media** tensione a fine esercizio
197.326	Linee **bassa** tensione a fine esercizio



	2016	
	2017	
	2016	
	2017	
	2016	
	2017	
	2016	
	2017	
	2016	
	2017	
	2016	
	2017	



Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Termoelettrica	25.727	26.268	(541)	-2,1%
Idroelettrica	33.597	32.619	978	3,0%
Eolica	3.661	2.451	1.210	49,4%
Altre fonti	1.642	827	815	98,5%
Totale produzione netta	**64.627**	**62.165**	**2.462**	**4,0%**
- di cui Argentina	*14.825*	*13.124*	*1.701*	*13,0%*
- di cui Brasile	*7.161*	*5.474*	*1.687*	*30,8%*
- di cui Cile	*20.231*	*19.728*	*503*	*2,5%*
- di cui Colombia	*14.766*	*14.952*	*(186)*	*-1,2%*
- di cui Perù	*7.493*	*8.698*	*(1.205)*	*-13,9%*
- di cui altri Paesi	*151*	*189*	*(38)*	*-20,1%*

La produzione netta realizzata nel 2017 è pari a 64.627 milioni di kWh, con un incremento di 2.462 milioni di kWh rispetto al 2016. Tale incremento è attribuibile principalmente:

- alla maggiore produzione da fonte eolica in Brasile e Cile, soprattutto per l'entrata in funzione di nuovi impianti;
- alla maggiore produzione da fonte idroelettrica, particolarmente concentrata in Cile, Brasile e Colombia;
- alla maggiore produzione da fonte solare in Brasile e Cile, che riflette anche in questo caso l'aumento della potenza efficiente netta.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione della produzione da fonte termoelettrica a seguito delle avverse condizioni meteorologiche dell'area rispetto all'esercizio precedente, in particolare in Perù che ha sofferto nel mese di aprile 2017 di alcune alluvioni causate dal fenomeno de El Niño costiero al punto da provocare il fermo di alcuni impianti.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2017		2016		2017-2016	
Olio combustibile pesante (S>0,25%)	723	2,7%	1.723	6,3%	(1.000)	-58,0%
Gas naturale	21.669	81,2%	18.933	69,5%	2.736	14,5%
Carbone	3.134	11,8%	3.970	14,6%	(836)	-21,1%
Altri combustibili	1.144	4,3%	2.628	9,6%	(1.484)	-56,5%
Totale	**26.670**	**100,0%**	**27.254**	**100,0%**	**(584)**	**-2,1%**

La produzione termoelettrica lorda del 2017 è pari a 26.670 milioni di kWh e registra un decremento di 584 milioni di kWh rispetto all'esercizio precedente. Tale fenomeno è sostanzialmente connesso al minor impiego di combustibili tradizionali a seguito del fermo impianti causato dalle sopra citate alluvioni, solo in parte compensato del maggior uso del gas naturale soprattutto in Brasile e Argentina.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Impianti termoelettrici	7.773	7.729	44	0,6%
Impianti idroelettrici	9.980	9.590	390	4,1%
Impianti eolici	1.362	1.092	270	24,7%
Altri impianti	1.429	504	925	-
Totale potenza efficiente netta	**20.544**	**18.915**	**1.629**	**8,6%**
- di cui Argentina	*4.419*	*4.419*	-	-
- di cui Brasile	*2.975*	*1.621*	*1.354*	*83,5%*
- di cui Cile	*7.475*	*7.434*	*41*	*0,6%*
- di cui Colombia	*3.467*	*3.457*	*10*	*0,3%*
- di cui Perù	*2.158*	*1.934*	*224*	*11,6%*
- di cui altri Paesi	*50*	*50*	-	-

La potenza efficiente netta del 2017 è pari a 20.544 MW e registra un incremento di 1.629 MW rispetto all'esercizio precedente sostanzialmente per effetto della maggiore capacità installata a fronte degli investimenti effettuati dal Gruppo.

In particolare, oltre all'aumento della capacità produttiva derivante dall'acquisizione della concessione per l'impianto idroelettrico brasiliano di Volta Grande (380 MW), si evidenzia l'entrata in esercizio: in Brasile dei parchi eolici Delfina (180 MW) e Cristalândia (90 MW), dei parchi solari fotovoltaici Ituverava (254 MW), Nova Olinda (292 MW), Bom Jesus da Lapa (80 MW) e Lapa (78 MW) e in Perù del parco solare fotovoltaico Rubí (180 MW).

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2017	2016	2017-2016	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	18.308	12.339	5.969	48,4%
Linee media tensione a fine esercizio (km)	350.376	159.961	190.415	-
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	197.326	149.846	47.480	31,7%
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km)	**566.010**	**322.146**	**243.864**	**75,7%**
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh) [1]	**90.655**	**78.525**	**12.130**	**15,4%**
- di cui Argentina	*17.737*	*18.493*	*(756)*	*-4,1%*
- di cui Brasile	*34.876*	*22.809*	*12.067*	*52,9%*
- di cui Cile	*16.318*	*15.809*	*509*	*3,2%*
- di cui Colombia	*13.790*	*13.632*	*158*	*1,2%*
- di cui Perù	*7.934*	*7.782*	*152*	*2,0%*

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione delle quantità trasportate.

L'energia trasportata nel 2017 è pari a 90.655 milioni di kWh e registra un incremento pari a 12.130 milioni di kWh rispetto al 2016. L'incremento nell'estensione della rete riflette l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás, operazione che impatta anche sulle quantità trasportate in Brasile.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Energia venduta da Enel	**74.672**	**63.090**	**11.582**	**18,4%**
- di cui Argentina	*14.877*	*15.654*	*(777)*	*-5,0%*
- di cui Brasile	*30.497*	*19.128*	*11.369*	*59,4%*
- di cui Cile	*13.232*	*13.067*	*165*	*1,3%*
- di cui Colombia	*9.389*	*8.505*	*884*	*10,4%*
- di cui Perù	*6.677*	*6.736*	*(59)*	*-0,9%*

L'energia venduta nel 2017 ammonta a 74.672 milioni di kWh e registra un incremento di 11.582 milioni di kWh rispetto al valore registrato nell'esercizio precedente.

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi	13.154	10.768	2.386	22,2%
Margine operativo lordo	4.204	3.556	648	18,2%
Risultato operativo	2.970	2.163	807	37,3%
Investimenti	3.002	3.069	(67)	-2,2%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel 2017.

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Argentina	1.393	1.163	230	19,8%
Brasile	4.763	2.601	2.162	83,1%
Cile	3.667	3.703	(36)	-1,0%
Colombia	2.116	2.054	62	3,0%
Perù	1.202	1.236	(34)	-2,8%
Altri Paesi	13	11	2	18,2%
Totale	**13.154**	**10.768**	**2.386**	**22,2%**

I **ricavi** del 2017 registrano un incremento di 2.386 milioni di euro; tale variazione è principalmente riconducibile a:

> un incremento dei ricavi in Brasile per 2.162 milioni di euro, da attribuire principalmente alla variazione del perimetro di consolidamento a seguito dell'acquisto di Enel Distribuição Goiás avvenuto il 14 febbraio 2017 (1.359 milioni di euro), alla rilevazione dei ricavi afferenti alle attività nette settoriali (CVA) delle società di distribuzione, ai maggiori ricavi per le maggiori quantità generate dagli impianti idroelettrici di Cachoeira Dourada e all'incremento dei ricavi a seguito dell'apprezzamento del real brasiliano nei confronti dell'euro (307 milioni di euro);

> maggiori ricavi in Argentina per 230 milioni di euro, sostanzialmente riferibili agli incrementi dei prezzi medi applicati a seguito della riforma tariffaria introdotta dal Governo a inizio 2017, solo in parte compensata dell'effetto cambi negativo derivante dal deprezzamento del peso argentino nei confronti dell'euro (204 milioni di euro);

- maggiori ricavi in Colombia per 62 milioni di euro, prevalentemente per effetto dell'incremento del prezzo medio e delle quantità vendute e dell'effetto cambi positivo a seguito dell'apprezzamento del peso colombiano nei confronti dell'euro (25 milioni di euro);
- un decremento dei ricavi in Cile per 36 milioni di euro, sostanzialmente per effetto della plusvalenza derivante dalla cessione della quota del 20% di GNL Quintero nel 2016 (173 milioni di euro) e della riduzione dei prezzi medi applicati alla distribuzione e alla generazione; tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione di Electrogas del primo trimestre 2017 e dal positivo andamento dei tassi di cambio (71 milioni di euro);
- un decremento dei ricavi in Perù per 34 milioni di euro, per effetto della riduzione dei prezzi medi e delle quantità vendute, anche a seguito delle alluvioni che hanno colpito il Paese nel 2017, solo in parte compensata dall'effetto cambi positivo (17 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Argentina	287	276	11	4,0%
Brasile	1.008	669	339	50,7%
Cile	1.359	1.204	155	12,9%
Colombia	1.061	980	81	8,3%
Perù	480	419	61	14,6%
Altri Paesi	9	8	1	12,5%
Totale	**4.204**	**3.556**	**648**	**18,2%**

Il **margine operativo lordo** ammonta a 4.204 milioni di euro, con un incremento di 648 milioni di euro (+18,2%) rispetto al 2016 a seguito di:

- un aumento del margine in Brasile per 339 milioni di euro, che risente, in particolare, dell'ingresso di Enel Distribuição Goiás nel perimetro di consolidamento (128 milioni di euro), dell'effetto cambi positivo per 65 milioni di euro e della migliore marginalità delle società di distribuzione;
- un maggior margine operativo lordo in Cile per 155 milioni di euro, a seguito della minusvalenza di 166 milioni di euro su alcuni diritti di concessione delle acque rilevata nel 2016 per l'abbandono di cinque progetti idroelettrici nel Paese (tra cui Puelo e Futaleufú), cui si aggiungono l'andamento positivo dei cambi (25 milioni di euro) e le minori plusvalenze da cessione di partecipazioni rilevate nei due periodi a confronto per 27 milioni di euro, così come commentato nei ricavi;
- un incremento del margine in Colombia per 81 milioni di euro, sostanzialmente per effetto dell'incremento del prezzo medio e delle quantità vendute e per l'andamento positivo dei cambi;
- un incremento del margine operativo lordo in Perù per 61 milioni di euro, principalmente connesso alla rilevazione nel 2016 della minusvalenza per l'abbandono dei progetti idroelettrici di Curibamba e Marañon (30 milioni di euro) e degli accantonamenti per non aver rispettato i termini del contratto di fornitura di energia a Electroperu (37 milioni di euro);
- un incremento del margine operativo lordo in Argentina per 11 milioni di euro, per effetto del diverso meccanismo regolatorio rispetto all'esercizio precedente, solo in parte compensato dall'andamento negativo dei tassi di cambio (42 milioni di euro).

Risultato operativo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Argentina	231	208	23	11,1%
Brasile	483	250	233	93,2%
Cile	1.027	610	417	68,4%
Colombia	890	801	89	11,1%
Perù	333	290	43	14,8%
Altri Paesi	6	4	2	50,0%
Totale	**2.970**	**2.163**	**807**	**37,3%**

Il **risultato operativo** del 2017, inclusivo di ammortamenti e impairment per 1.234 milioni di euro (1.393 milioni di euro nel 2016), è pari a 2.970 milioni di euro ed evidenzia, rispetto all'esercizio precedente, un incremento di 807 milioni di euro. Tale variazione risente dei minori ammortamenti e impairment per 159 milioni di euro, della variazione del perimetro di consolidamento per l'acquisto di Enel Distribuição Goiás e dell'effetto cambi positivo in tutti Paesi dell'area a eccezione dell'Argentina.

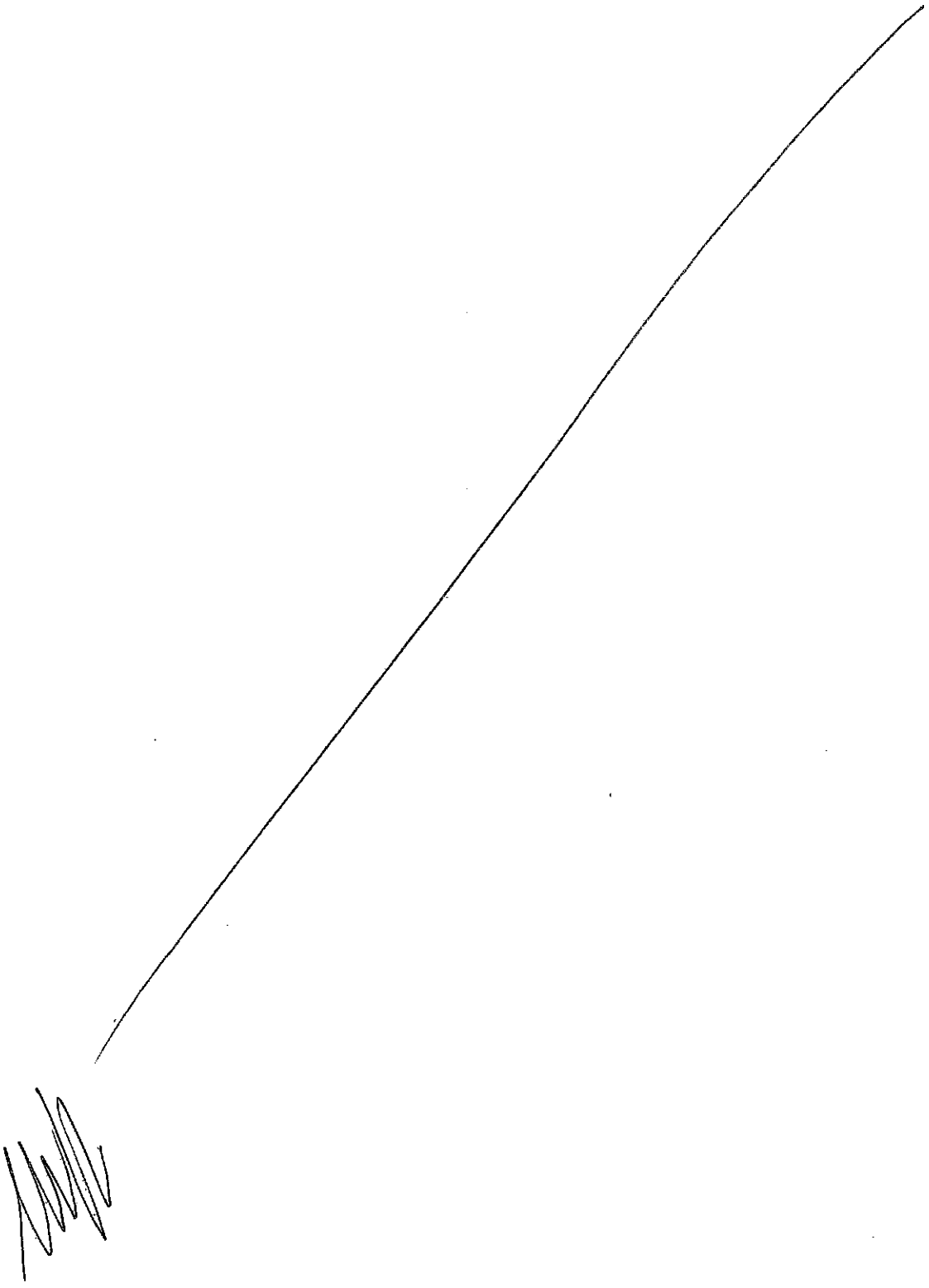
Investimenti

Milioni di euro

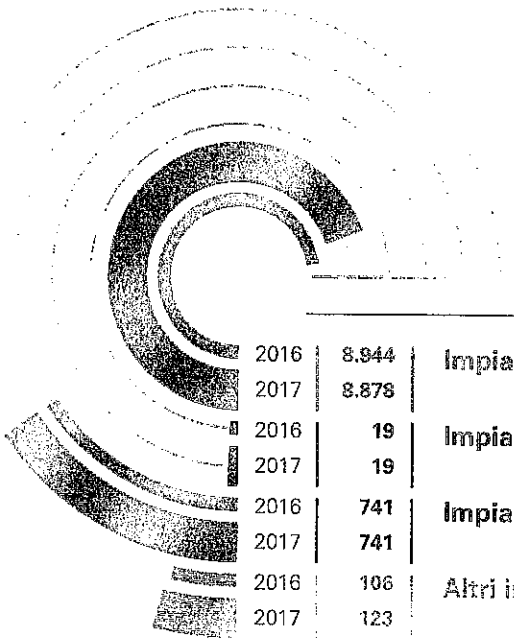
	2017	2016		2017-2016
Argentina	259	232	27	11,6%
Brasile	1.475	1.434	41	2,9%
Cile	543	878	(335)	-38,2%
Colombia	309	266	43	16,2%
Perù	416	258	158	61,2%
Altri Paesi	-	1	(1)	-
Totale	**3.002**	**3.069**	**(67)**	**-2,2%**

Gli **investimenti** ammontano a 3.002 milioni di euro, con un decremento di 67 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. In particolare, gli investimenti del 2017 si riferiscono a impianti eolici e solari in Perù e alla rete di distribuzione in Brasile. Viene segnalata la riduzione degli investimenti da fonte rinnovabile in Cile per il completamento e l'entrata in funzione di impianti nel 2016.

933



Europa e Nord Africa



2016	8.944	**Impianti termoelettrici**
2017	8.878	
2016	19	**Impianti idroelettrici**
2017	19	
2016	741	**Impianti eolici**
2017	741	
2016	106	Altri impianti
2017	123	

Potenza efficiente netta installata (MW)

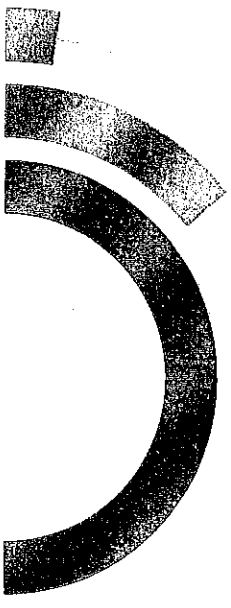
2016
9.810

2017
9.761

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica (km)

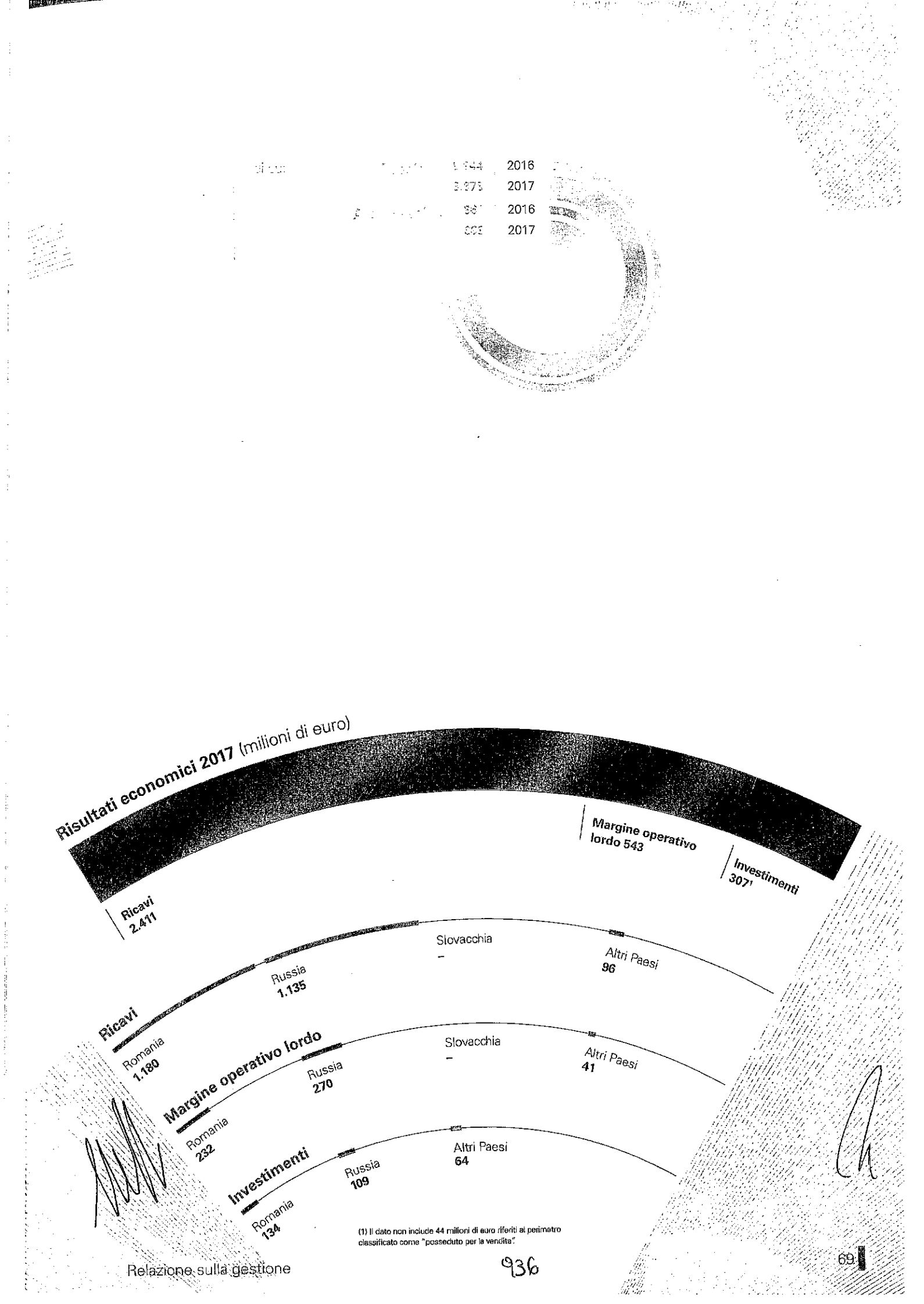
2017
127.548

6.505	Linee **alta** tensione a fine esercizio
35.016	Linee **media** tensione a fine esercizio
86.027	Linee **bassa** tensione a fine esercizio



935

enel


Risultati economici 2017 (milioni di euro)
Ricavi 2.411
Margine operativo lordo 543
Investimenti 307[1]
Ricavi
Romania 1.180
Russia 1.135
Slovacchia –
Altri Paesi 96
Margine operativo lordo
Romania 232
Russia 270
Slovacchia –
Altri Paesi 41
Investimenti
Romania 134
Russia 109
Altri Paesi 64
(1) Il dato non include 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Termoelettrica	39.830	42.993	(3.163)	-7,4%
Nucleare	-	7.523	(7.523)	-
Idroelettrica	22	1.235	(1.213)	-98,2%
Eolica	1.814	1.715	99	5,8%
Altre fonti	173	147	26	17,7%
Totale produzione netta	**41.839**	**53.613**	**(11.774)**	**-22,0%**
- di cui Russia	*39.830*	*41.062*	*(1.232)*	*-3,0%*
- di cui Slovacchia	*-*	*9.684*	*(9.684)*	*-*
- di cui Belgio	*-*	*977*	*(977)*	*-*
- di cui altri Paesi	*2.009*	*1.890*	*119*	*6,3%*

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2017 è pari a 41.839 milioni di kWh, con un decremento di 11.774 milioni di kWh rispetto al 2016.

Tale variazione è principalmente riconducibile alla variazione del perimetro di consolidamento conseguente alla cessione di Slovenské elektrárne (avvenuta a luglio 2016) e Marcinelle Energie (avvenuta a novembre 2016). A tali effetti si aggiunge il calo della generazione in Russia, da attribuire a un lieve calo del load factor degli impianti.

Contributi alla produzione termoelettrica lorda

Milioni di kWh

	2017		2016		2017-2016	
Gas naturale	22.384	53,3%	25.000	46,7%	(2.616)	-10,5%
Carbone	19.647	46,7%	20.483	38,2%	(836)	-4,1%
Combustibile nucleare	-	-	8.102	15,1%	(8.102)	-
Totale	**42.031**	**100,0%**	**53.585**	**100,0%**	**(11.554)**	**-21,6%**

La produzione termoelettrica lorda del 2017 ha fatto registrare un decremento di 11.554 milioni di kWh, attestandosi a 42.031 milioni di kWh. Il decremento del periodo, oltre a risentire delle citate variazioni del perimetro di consolidamento, evidenzia in Russia un maggior ricorso alla produzione dagli impianti a ciclo combinato e a carbone a scapito degli impianti a gas (che peraltro nella prima parte del 2016 avevano subito un fermo temporaneo dell'impianto di Nevinnomisskaya).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Impianti termoelettrici	8.878	8.944	(66)	-0,7%
Impianti idroelettrici	19	19	-	-
Impianti eolici	741	741	-	-
Altri impianti	123	106	17	16,0%
Totale potenza efficiente netta	**9.761**	**9.810**	**(49)**	**-0,5%**
- di cui Russia	*8.878*	*8.944*	*(66)*	*-0,7%*
- di cui altri Paesi	*883*	*866*	*17*	*2,0%*

La potenza efficiente netta del 2017 è pari a 9.761 MW e registra un decremento di 49 MW rispetto all'esercizio precedente. La variazione rispetto al 31 dicembre 2016 deriva principalmente dal decommissioning del blocco 2 dell'impianto di Sredneuralskaya.

Reti di distribuzione e trasporto di energia elettrica

	2017	2016	2017-2016	
Linee alta tensione a fine esercizio (km)	6.505	6.505	-	-
Linee media tensione a fine esercizio (km)	35.016	35.015	1	-
Linee bassa tensione a fine esercizio (km)	86.027	86.043	(16)	-
Totale linee di distribuzione di energia elettrica (km) [1]	**127.548**	**127.563**	**(15)**	-
Energia trasportata sulla rete di distribuzione di Enel (milioni di kWh)	**15.206**	**14.890**	**316**	**2,1%**

(1) Il dato del 2016 tiene conto di una più puntuale determinazione dei km delle linee di distribuzione di energia elettrica.

L'energia trasportata, tutta concentrata in Romania, registra un incremento di 316 milioni di kWh (+2,1%), passando da 14.890 milioni di kWh a 15.206 milioni di kWh nel 2017. L'incremento deriva principalmente dall'andamento della domanda nel mercato rumeno, e, in particolare, nelle regioni servite da Enel.

Vendite di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Mercato libero	**6.318**	**7.471**	**(1.153)**	**-15,4%**
Mercato regolato	**4.029**	**4.864**	**(835)**	**-17,2%**
Totale	**10.347**	**12.335**	**(1.988)**	**-16,1%**
- di cui Romania	*10.347*	*7.719*	*2.628*	*34,0%*
- di cui Francia	*-*	*2.218*	*(2.218)*	*-*
- di cui Slovacchia	*-*	*2.398*	*(2.398)*	*-*

Le vendite di energia effettuate nel 2017 registrano un decremento di 1.988 milioni di kWh passando da 12.335 milioni di kWh a 10.347 milioni di kWh. Tale decremento, dovuto alle citate variazioni del perimetro di consolidamento, è stato parzialmente compensato dal forte incremento delle vendite di energia elettrica in Romania per l'effetto della progressiva liberalizzazione del mercato.

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi	2.411	3.798	(1.387)	-36,5%
Margine operativo lordo	543	762	(219)	-28,7%
Risultato operativo	306	286	20	7,0%
Investimenti	307 [1]	265 [2]	42	15,8%

(1) Il dato non include 44 milioni di euro riferiti 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".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per singolo Paese di attività nel 2017.

938

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Romania	1.180	1.058	122	11,5%
Russia	1.135	986	149	15,1%
Slovacchia	-	1.360	(1.360)	-
Altri Paesi	96	394	(298)	-75,6%
Totale	**2.411**	**3.798**	**(1.387)**	**-36,5%**

I ricavi del 2017 risultano pari a 2.411 milioni di euro, con un decremento di 1.387 milioni di euro (-36,5%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

> al decremento dei ricavi in Slovacchia per 1.360 milioni di euro, da attribuire al deconsolidamento a seguito della cessione avvenuta a fine luglio 2016;

> ai maggiori ricavi in Russia per 149 milioni di euro, prevalentemente riferibili all'effetto dell'apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro (126 milioni di euro), cui si associa un aumento dei prezzi unitari che ha più che compensato il calo della produzione;

> all'incremento dei ricavi in Romania per 122 milioni di euro, essenzialmente connesso ai maggiori volumi trasportati e venduti che hanno più che compensato la riduzione delle tariffe di distribuzione;

> ai minori ricavi negli altri Paesi per 298 milioni di euro, di cui 295 milioni di euro riferibili al deconsolidamento di Marcinelle Energie ed Enel France.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Romania	232	339	(107)	-31,6%
Russia	270	186	84	45,2%
Slovacchia	-	191	(191)	-
Altri Paesi	41	46	(5)	-10,9%
Totale	**543**	**762**	**(219)**	**-28,7%**

Il **margine operativo lordo** ammonta a 543 milioni di euro, registrando un decremento di 219 milioni di euro rispetto al 2016. Tale andamento è principalmente relativo:

> alla variazione di perimetro di consolidamento relativa a Slovenské elektrárne per 191 milioni di euro;

> a una riduzione del margine rilevata in Romania per 107 milioni di euro, che riflette l'aumento dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, dovuto a una crisi sull'offerta del mercato, che non è poi riflesso nei prezzi praticati ai clienti;

> a un incremento del margine operativo lordo in Russia per 84 milioni di euro, prevalentemente riferibile all'effetto dell'apprezzamento del rublo nei confronti dell'euro, nonché al miglioramento del margine di generazione.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Romania	114	71	43	60,6%
Russia	210	136	74	54,4%
Slovacchia	-	114	(114)	-
Altri Paesi	(18)	(35)	17	-48,6%
Totale	**306**	**286**	**20**	**7,0%**

Il **risultato operativo** del 2017 è pari a 306 milioni di euro ed evidenzia un incremento di 20 milioni di euro. In particolare, oltre all'effetto derivante dalla cessione di Slovenské elektrárne (77 milioni di euro), i minori ammortamenti e

impairment per complessivi 162 milioni di euro sono principalmente derivanti dagli impairment rilevati nel 2016 su Enel Green Power Romania (130 milioni di euro) e su Marcinelle Energie (54 milioni di euro), quest'ultima per adeguare al presumibile valore di realizzo le attività oggetto di dismissione.

Investimenti

Milioni di euro

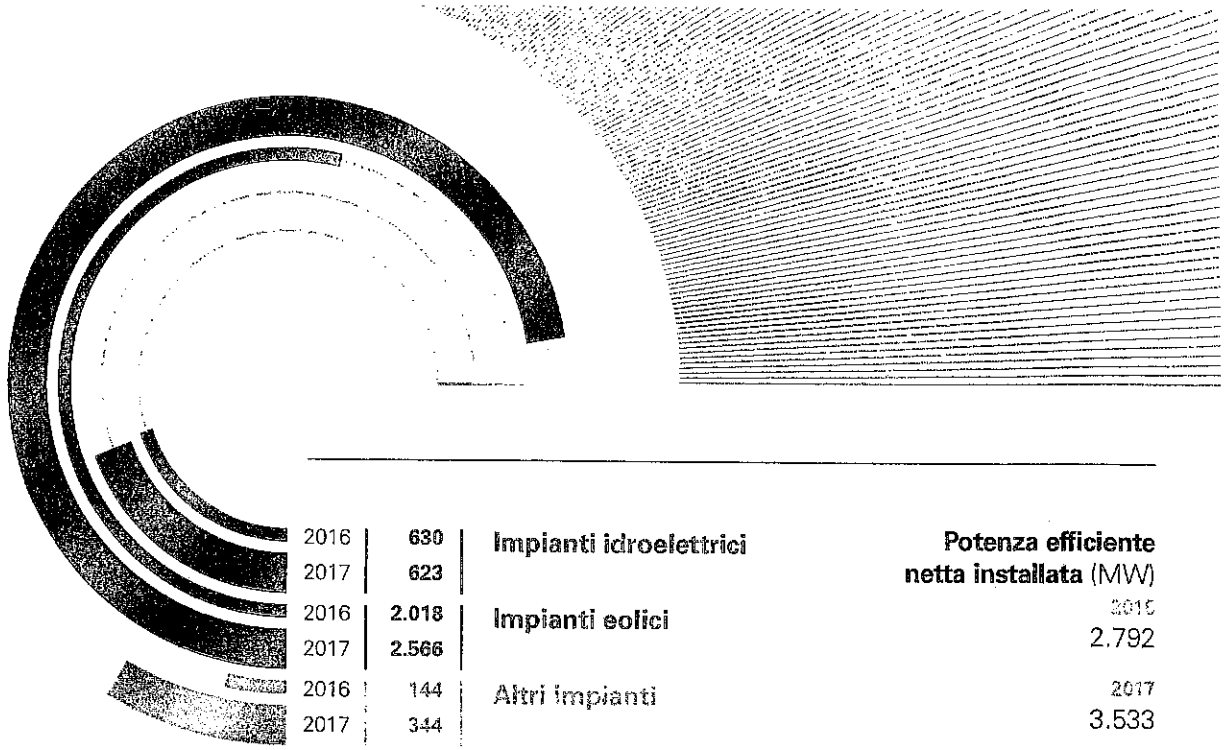
	2017	2016		2017-2016
Romania	134	136	(2)	-1,5%
Russia	109	105	4	3,8%
Altri Paesi	64	24	40	-
Totale	**307** [1]	**265** [2]	**42**	**15,8%**

(1) Il dato non include 44 milioni di euro riferiti 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".

Gli **investimenti** ammontano a 307 milioni di euro e presentano un incremento di 42 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da riferire principalmente a investimenti in impianti da fonte eolica in Grecia e impianti da fonte geotermica in Germania.

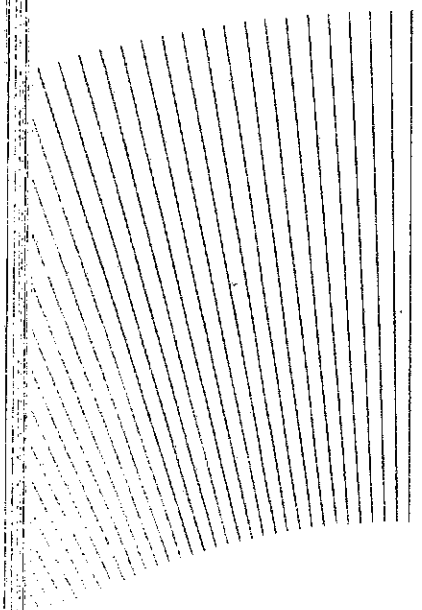
940

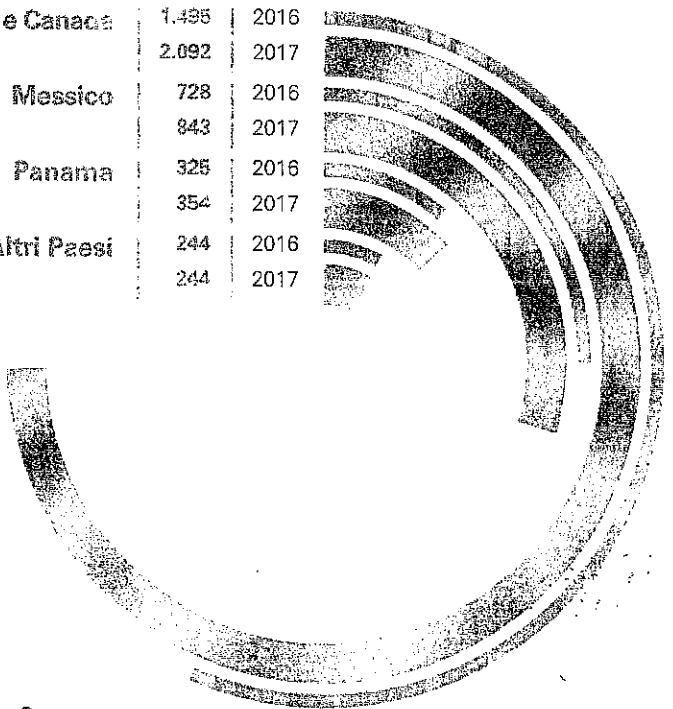
Nord e Centro America

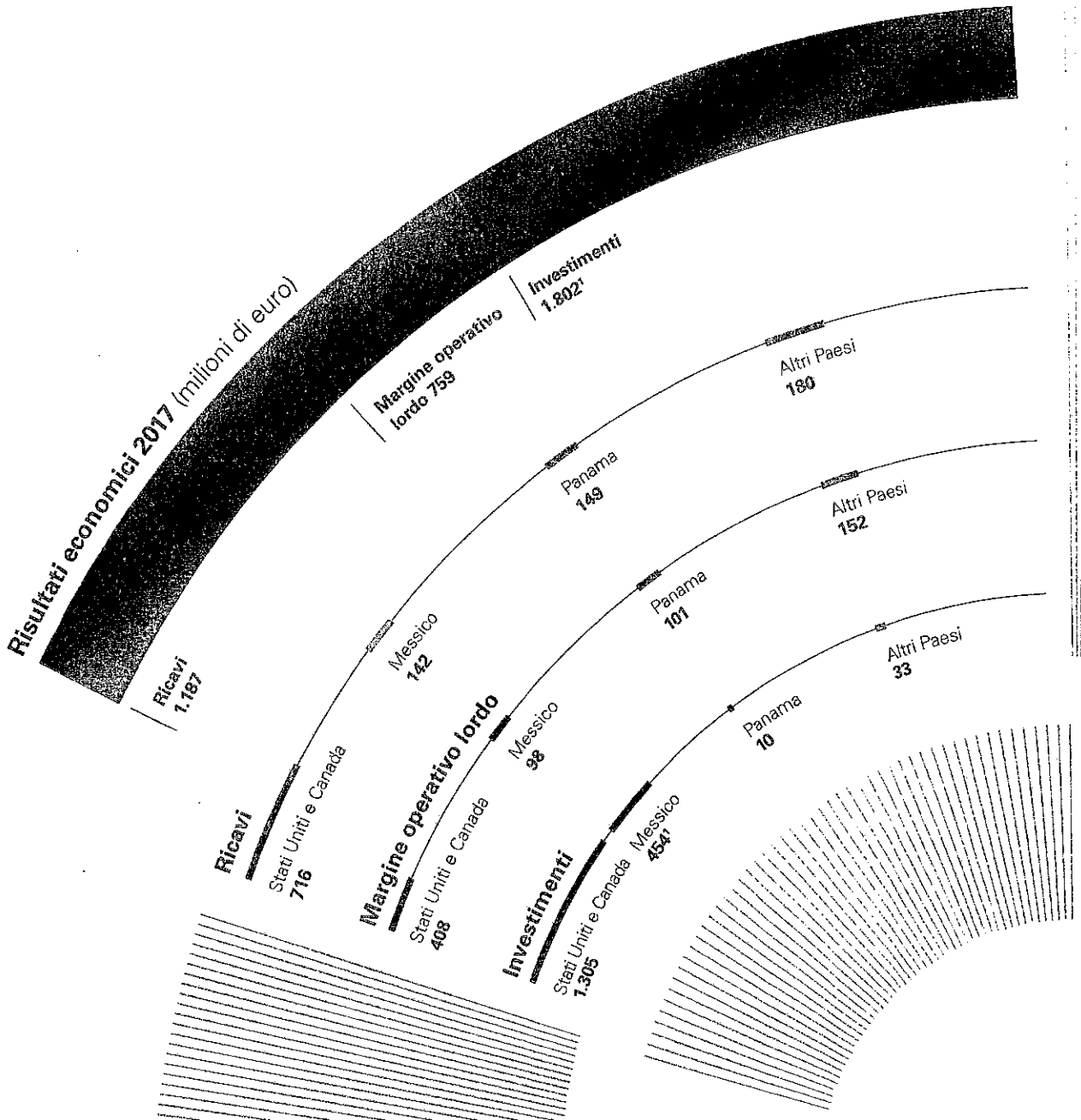


			Potenza efficiente netta installata (MW)
2016	630	**Impianti idroelettrici**	2016
2017	623		2.792
2016	2.018	**Impianti eolici**	2017
2017	2.566		3.533
2016	144	Altri impianti	
2017	344		

di cui	Stati Uniti e Canada	1.495	2016	
		2.092	2017	
	Messico	728	2016	
		843	2017	
	Panama	325	2016	
		354	2017	
	Altri Paesi	244	2016	
		244	2017	







(1) Il dato non include 325 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Idroelettrica	2.681	2.837	(156)	-5,5%
Geotermoelettrica	-	362	(362)	-
Eolica	6.920	9.007	(2.087)	-23,2%
Altre fonti	192	62	130	-
Totale produzione netta	**9.793**	**12.268**	**(2.475)**	**-20,2%**
- di cui Stati Uniti e Canada	*5.313*	*8.628*	*(3.315)*	*-38,4%*
- di cui Messico	*2.025*	*1.781*	*244*	*13,7%*
- di cui Panama	*1.528*	*1.367*	*161*	*11,8%*
- di cui altri Paesi	*927*	*492*	*435*	*88,4%*

La produzione netta di energia elettrica effettuata nel 2017 è pari a 9.793 milioni di kWh, con un decremento di 2.475 milioni di kWh rispetto al 2016. Tale decremento è attribuibile alla minore generazione negli Stati Uniti e Canada (-3.315 milioni di kWh), attribuibile alla minore generazione da fonte eolica (-2.240 milioni di kWh) da riferire prevalentemente al deconsolidamento degli impianti EGPNA REP. Tale effetto viene parzialmente compensato da maggiori quantità prodotte in Messico (+244 milioni di kWh), grazie alla messa in esercizio degli impianti eolici Vientos del Altiplano e Palo Alto, e dalle maggiori quantità prodotte da impianti idroelettrici nella Repubblica di Panama (+120 milioni di kWh), in Guatemala (+240 milioni di kWh) e Costa Rica (+200 milioni di kWh).

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Impianti idroelettrici	623	630	(7)	-1,1%
Impianti eolici	2.566	2.018	548	27,2%
Altri impianti	344	144	200	-
Totale potenza efficiente netta	**3.533**	**2.792**	**741**	**26,5%**
- di cui Stati Uniti e Canada	*2.092*	*1.495*	*597*	*39,9%*
- di cui Messico	*843*	*728*	*115*	*15,8%*
- di cui Panama	*354*	*325*	*29*	*8,9%*
- di cui altri Paesi	*244*	*244*	-	-

La potenza efficiente netta del 2017 è pari a 3.533 MW e registra un incremento di 741 MW rispetto all'esercizio precedente, da ricondurre essenzialmente all'incremento della potenza efficiente netta installata sugli impianti eolici negli Stati Uniti e Canada (+600 MW) riconducibile alla maggiore potenza efficiente netta installata relativa ai nuovi impianti di Rattlesnake Creek, Thunder Ranch e Red Dirt, parzialmente compensata dalla cessione degli impianti Caney River e Rocky Ridge. Si è registrato un ulteriore incremento della potenza efficiente netta installata in Messico prevalentemente riferito all'impianto fotovoltaico di Villanueva.

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi	1.187	1.125	62	5,5%
Margine operativo lordo	759	833	(74)	-8,9%
Risultato operativo	553	565	(12)	-2,1%
Investimenti	1.802 [1]	1.832	(30)	-1,6%

(1) Il dato non include 325 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2017.

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Stati Uniti e Canada	716	774	(58)	-7,5%
Messico	142	125	17	13,6%
Panama	149	143	6	4,2%
Altri Paesi	180	83	97	-
Totale	**1.187**	**1.125**	**62**	**5,5%**

I **ricavi** del 2017 si attestano a 1.187 milioni di euro, con un incremento di 62 milioni di euro (+5,5%) rispetto all'esercizio precedente. Tale andamento è connesso:

> a un decremento dei ricavi negli Stati Uniti e in Canada per 58 milioni di euro, sostanzialmente a seguito dei minori ricavi da vendita energia (-137 milioni di euro) e dei minori ricavi connessi al business elettrico (-8 milioni di euro) conseguenti alle minori quantità prodotte (principalmente per effetto del deconsolidamento degli impianti del perimetro di EGPNA REP), nonché della rilevazione nel 2016 della rimisurazione al fair value (95 milioni di euro) delle interessenze detenute dal gruppo EGPNA REP, dopo la perdita del controllo, e delle plusvalenze relative alla cessione di Cimarron e Lindahl (35 milioni di euro). Tali effetti sono parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi derivante dalla variazione di perimetro conseguente all'acquisizione di EnerNOC, avvenuta il 7 agosto 2017 (146 milioni di euro) e dall'incremento dei ricavi da tax partnership (68 milioni di euro);

> ai maggiori ricavi in Messico per 17 milioni di euro, da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte da fonte eolica, così come commentato nei dati quantitativi (37 milioni di euro), parzialmente compensati dalla rilevazione nel 2016 di ricavi derivanti dagli esiti positivi delle procedure di recupero IVA (14 milioni di euro);

> all'incremento dei ricavi nella Repubblica di Panama per 6 milioni di euro da riferire principalmente alle maggiori quantità prodotte da fonte idroelettrica, così come commentato nei dati quantitativi;

> ai maggiori ricavi per 119 milioni in Costa Rica, relativi prevalentemente a risarcimenti danni riferiti al parco eolico Chucas (100 milioni di euro) riconosciuti al Gruppo da ICE (Instituto Costarricense de Electricidad), parzialmente compensati dai minori ricavi conseguiti in Guatemala (-23 milioni di euro).

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Stati Uniti e Canada	408	587	(179)	-30,5%
Messico	98	95	3	3,2%
Panama	101	93	8	8,6%
Altri Paesi	152	58	94	-
Totale	**759**	**833**	**(74)**	**-8,9%**

Il **margine operativo lordo** del 2017 ammonta a 759 milioni di euro, in decremento di 74 milioni di euro (-8,9%) rispetto al 2016; tale decremento è riferibile:

> al minor margine realizzato negli Stati Uniti e in Canada per 179 milioni di euro, da ricondurre al decremento dei ricavi, come commentato in precedenza, e a maggiori costi del personale e operativi legati all'acquisizione di EnerNOC;

> al maggior margine in Messico per 3 milioni di euro, che beneficia dell'incremento dei volumi prodotti, come commentato in precedenza;

> al maggior margine realizzato nella Repubblica di Panama per 8 milioni di euro, da ricondurre alle maggiori quantità prodotte;

> al maggior margine realizzato negli altri Paesi essenzialmente per i maggiori ricavi della società PH Chucas, come sopra commentato.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2017	2016		2017-2016
Stati Uniti e Canada	293	398	(105)	-26,4%
Messico	52	42	10	23,8%
Panama	87	80	7	8,8%
Altri Paesi	121	45	76	-
Totale	**553**	**565**	**(12)**	**-2,1%**

Il **risultato operativo** del 2017, pari a 553 milioni di euro, registra un decremento di 12 milioni di euro, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 62 milioni di euro connessi essenzialmente al deconsolidamento degli impianti del perimetro EGPNA REP, in parte compensati dai maggiori ammortamenti relativi all'entrata in esercizio di nuovi impianti.

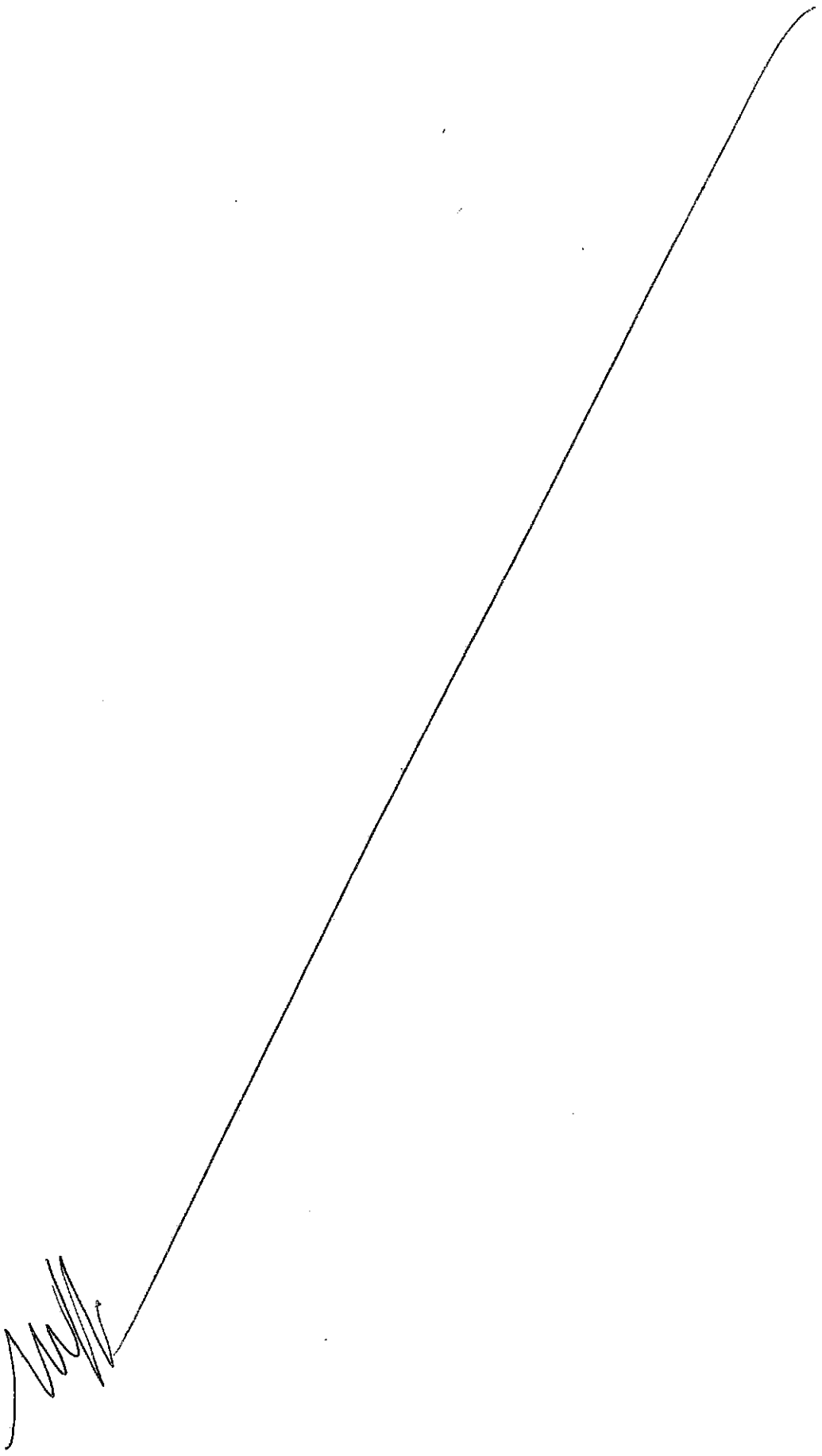
Investimenti

Milioni di euro

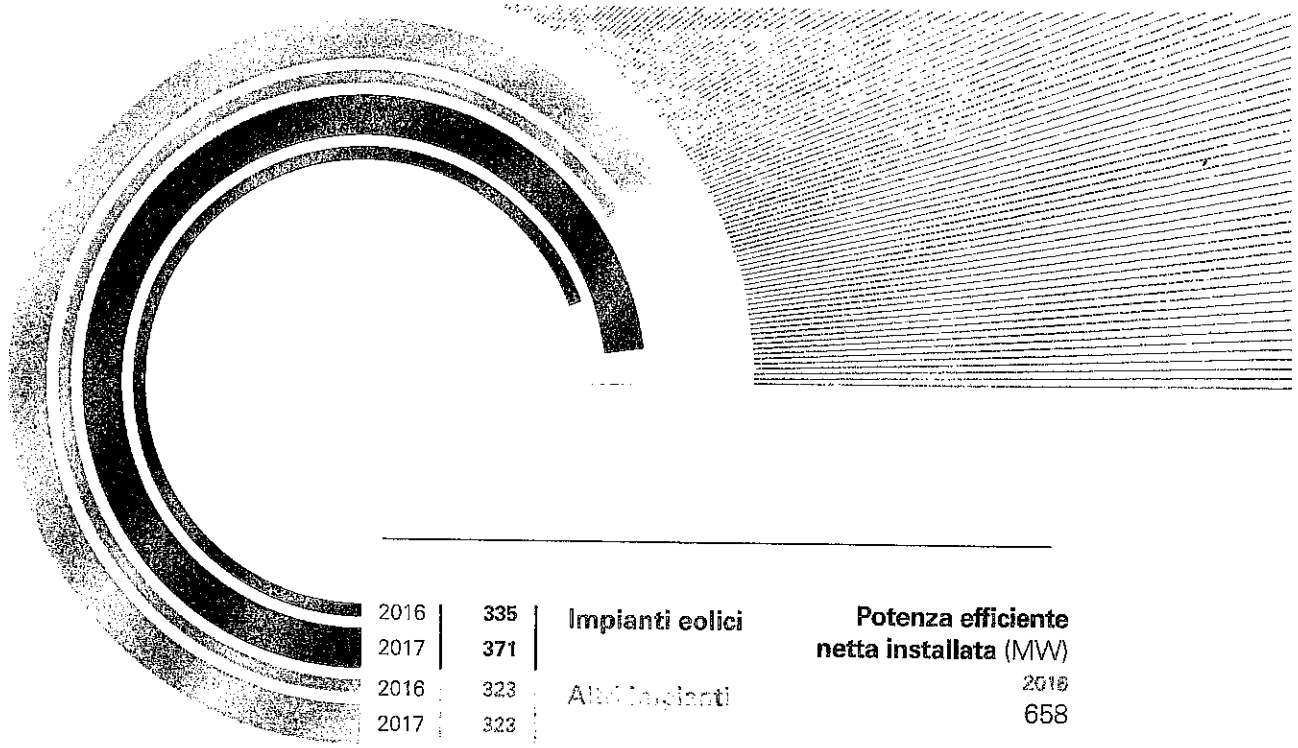
	2017	2016		2017-2016
Stati Uniti e Canada	1.306	1.467	(162)	-11,0%
Messico	454[1]	248	206	83,1%
Panama	10	42	(32)	-76,2%
Altri Paesi	33	75	(42)	-56,0%
Totale	**1.802**	**1.832**	**(30)**	**-1,6%**

(1) Il dato non include 325 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Gli **investimenti** del 2017 ammontano a 1.802 milioni di euro, in decremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono prevalentemente agli impianti eolici di Rock Creek (364 milioni di euro), Red Dirt (325 milioni di euro) e Thunder Ranch (359 milioni di euro) negli Stati Uniti e agli impianti fotovoltaici di Villanueva (272 milioni di euro) e Don José (104 milioni di euro) in Messico.



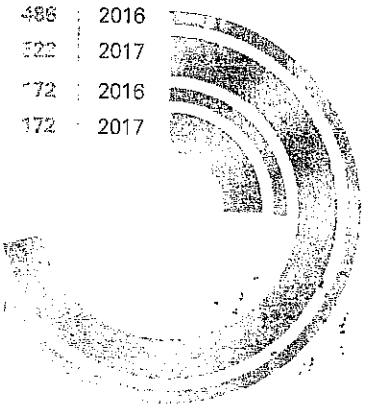
Africa Sub-Sahariana e Asia

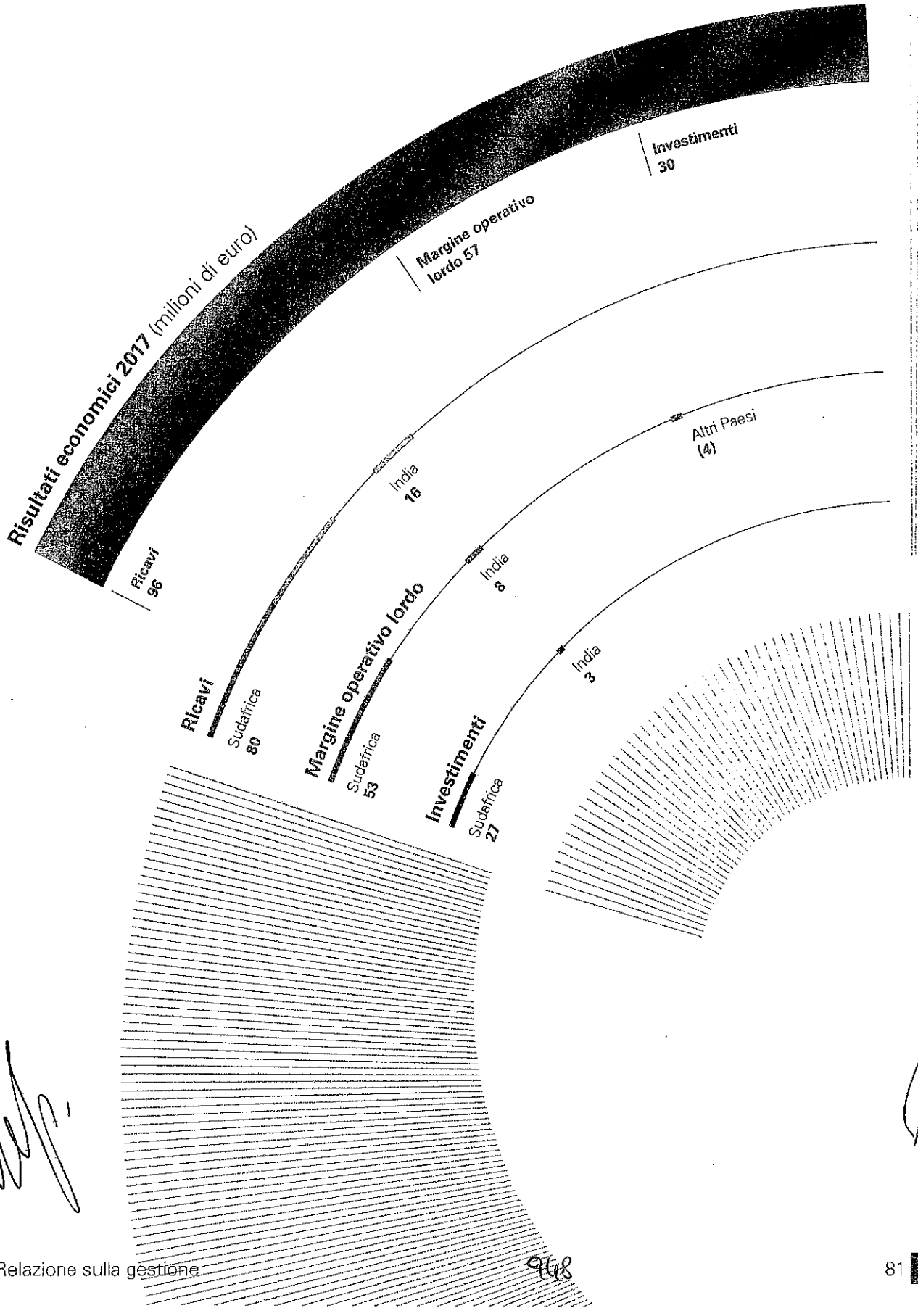


2016	335	**Impianti eolici**	**Potenza efficiente netta installata** (MW)
2017	371		
2016	323	Altri impianti	2016 658
2017	323		2017 694

di cui

Sudafrica	486	2016
	522	2017
India	172	2016
	172	2017




Risultati economici 2017 (milioni di euro)
Ricavi 96
Margine operativo lordo 57
Investimenti 30
Ricavi
Sudafrica 80
India 16
Altri Paesi (4)
Margine operativo lordo
Sudafrica 53
India 8
Investimenti
Sudafrica 27
India 3

Dati operativi

Produzione netta di energia elettrica

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Eolica	892	401	491	-
Altre fonti	589	129	460	-
Totale	**1.481**	**530**	**951**	-
- di cui Sudafrica	*1.156*	*203*	*953*	-
- di cui India	*325*	*327*	*(2)*	*-0,6%*

La produzione netta del 2017 è pari a 1.481 milioni di kWh, con un incremento rispetto al 2016 di 951 milioni di kWh. Tale incremento è attribuibile prevalentemente alla maggiore produzione di energia eolica (+491 milioni di kWh) e solare (+589 milioni di kWh) realizzata in Sudafrica grazie all'entrata in esercizio di nuovi impianti, avvenuta soprattutto nella seconda parte del 2016. In leggero calo risulta invece la produzione registrata in India.

Potenza efficiente netta installata

MW

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Impianti eolici	371	335	36	10,7%
Altri impianti	323	323	-	-
Totale potenza efficiente netta	**694**	**658**	**36**	**5,5%**
- di cui Sudafrica	*522*	*486*	*36*	*7,4%*
- di cui India	*172*	*172*	-	-

La potenza efficiente netta del 2017 è pari a 694 MW e registra un incremento di 36 MW rispetto all'esercizio precedente. La variazione rispetto al 31 dicembre 2016 deriva principalmente dall'incremento della potenza efficiente netta installata relativa all'impianto di Gibson Bay.

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi	96	29	67	-
Margine operativo lordo	57	14	43	-
Risultato operativo	15	(5)	20	-
Investimenti	30	304	(274)	-90,1%

Nelle seguenti tabelle sono evidenziati i risultati economici suddivisi per ciascuna delle aree geografiche di attività nel 2017.

Ricavi

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Sudafrica	80	12	68	-
India	16	17	(1)	-5,9%
Totale	**96**	**29**	**67**	**-**

I **ricavi** del 2017 si attestano a 96 milioni di euro, con un incremento di 67 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è da riferire principalmente alla maggiore produzione e vendita dell'elettricità prodotta dagli impianti di Pulida, Adam Solar e Gibson Bay.

Margine operativo lordo

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Sudafrica	53	4	49	-
India	8	10	(2)	-20,0%
Altri Paesi	(4)	-	(4)	-
Totale	**57**	**14**	**43**	**-**

Il **margine operativo lordo** del 2017 ammonta a 57 milioni di euro, in incremento di 43 milioni di euro rispetto al 2016. La variazione riflette quanto già evidenziato per l'aumento dei ricavi, in parte ridotto dal risultato negativo registrato in Australia e Kenya.

Risultato operativo

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Sudafrica	18	(10)	28	-
India	-	5	(5)	-
Altri Paesi	(3)	-	(3)	-
Totale	**15**	**(5)**	**20**	**-**

Il **risultato operativo** del 2017, positivo per 15 milioni di euro, registra un incremento di 20 milioni di euro, tenuto conto di maggiori ammortamenti e impairment per 23 milioni di euro, da riferire principalmente all'entrata in esercizio degli impianti sudafricani nel corso del 2016.

Investimenti

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Sudafrica	27	301	(274)	-91,0%
India	3	3	-	-
Totale	**30**	**304**	**(274)**	**-90,1%**

Gli **investimenti** del 2017 ammontano a 30 milioni di euro, in decremento di 274 milioni rispetto all'esercizio precedente. Gli investimenti si riferiscono principalmente a impianti fotovoltaici in Sudafrica che, come detto in precedenza, sono stati completati.

Altro, elisioni e rettifiche

Risultati economici

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Ricavi (al netto delle elisioni)	389	855	(466)	-54,5%
Margine operativo lordo	(346)	(69)	(277)	-
Risultato operativo	(364)	(124)	(240)	-
Investimenti	72	41	31	75,6%

I **ricavi** del 2017 al netto delle elisioni risultano pari a 389 milioni di euro, con un decremento di 466 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente (-54,5%). Tale variazione è sostanzialmente attribuibile:

> a minori ricavi di ingegneria per 162 milioni di euro a seguito dell'incorporazione di Enel Ingegneria e Ricerca in Enel Produzione con confluenza dei dati nel segmento Italia;

> a minori ricavi per 147 milioni di euro per servizi informatici a seguito della cessione del ramo di Information Technology da Enel Iberoamérica a Endesa, con confluenza del segmento Iberia;

> alla riduzione di 49 milioni di euro delle management fee su servizi prestati ad altre Divisioni del Gruppo;

> alla plusvalenza rilevata nel 2016 per la cessione di Compostilla Re per 19 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo** del 2017, negativo per 346 milioni di euro, registra un decremento di 277 milioni di euro rispetto al valore rilevato nell'esercizio precedente. Tale andamento risente dei mancati margini sulle sopra citate attività fuoriuscite dal perimetro, dell'effetto della plusvalenza su Compostilla Re, nonché del rilascio del fondo contenzioso SAPE rilevato nel 2016 per 80 milioni di euro.

Il **risultato operativo** del 2017 è negativo per 364 milioni di euro e registra un decremento di 240 milioni di euro rispetto al periodo precedente, tenuto conto di minori ammortamenti e impairment per 37 milioni di euro che riflettono gli adeguamenti di valore rilevati nel 2016 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 2017 ammontano a 72 milioni di euro, con una crescita di 31 milioni di euro rispetto al 2016 particolarmente concentrata sulle attività di Information Technology.

Andamento economico-finanziario di Enel SpA

Risultati economici

La gestione economica di Enel SpA degli esercizi 2017 e 2016 è sintetizzata nel seguente prospetto.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Ricavi			
Ricavi delle prestazioni	120	197	(77)
Altri ricavi e proventi	13	10	3
Totale	**133**	**207**	**(74)**
Costi			
Acquisti di materiali di consumo	1	1	-
Servizi e godimento beni di terzi	165	152	13
Costo del personale	174	166	8
Altri costi operativi	20	17	3
Totale	**360**	**336**	**24**
Margine operativo lordo	**(227)**	**(129)**	**(98)**
Ammortamenti e impairment	15	448	(433)
Risultato operativo	**(242)**	**(577)**	**335**
Proventi/(Oneri) finanziari netti e da partecipazioni			
Proventi da partecipazioni	3.033	2.882	151
Proventi finanziari	3.093	3.343	(250)
Oneri finanziari	3.774	4.106	(332)
Totale	**2.352**	**2.119**	**233**
Risultato prima delle imposte	**2.110**	**1.542**	**568**
Imposte	(160)	(178)	18
UTILE DELL'ESERCIZIO	**2.270**	**1.720**	**550**

I **ricavi delle prestazioni**, pari a 120 milioni di euro (197 milioni di euro nel 2016), 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 77 milioni di euro, è imputabile principalmente alla riduzione dei ricavi per management fee e technical fee che risentono negativamente di alcuni conguagli relativi agli esercizi 2015 e 2016, nonché dell'applicazione del nuovo modello di remunerazione adottato dalla Capogruppo nell'esercizio in corso.

Gli **altri ricavi e proventi**, pari a 13 milioni di euro, in aumento di 3 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 2017, non presentano variazioni rispetto all'esercizio precedente.

I costi per prestazioni di **servizi e godimento beni di terzi**, pari a 165 milioni di euro nel 2017 (152 milioni di euro al 31 dicembre 2016), riguardano prestazioni ricevute da terzi per 82 milioni di euro e da società del Gruppo per 83 milioni

di euro. Le prime sono relative 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, nonché a costi per personale di alcune società del Gruppo in distacco presso Enel SpA.

Il **costo del personale** ammonta nel 2017 a 174 milioni di euro, evidenziando un incremento di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; tale variazione è da imputare prevalentemente ai maggiori costi sia per piani di incentivazione Long Term Incentive (5 milioni di euro), sia per benefici successivi alla fine del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti (2 milioni di euro).

Gli **altri costi operativi** sono pari a 20 milioni di euro nel 2017 e risultano in aumento di 3 milioni di euro rispetto al 2016, principalmente a seguito delle maggiori spese di rappresentanza.

Alla luce di quanto sopra esposto, il **margine operativo lordo**, negativo per 227 milioni di euro, registra un peggioramento di 98 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, da ricondurre principalmente all'effetto congiunto della riduzione delle management fee e technical fee e del contestuale incremento dei costi del lavoro e per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi.

Gli **ammortamenti e impairment**, pari a 15 milioni di euro nel 2017, si riferiscono esclusivamente ad ammortamenti delle attività materiali e immateriali. Nel 2016, la voce accoglieva, oltre agli ammortamenti dell'esercizio, la svalutazione della partecipazione in Enel Produzione SpA (474 milioni di euro) e il ripristino di valore della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA (42 milioni di euro), rilevati a esito degli impairment test effettuati sulle partecipazioni.

Pertanto, il **risultato operativo**, negativo per 242 milioni di euro, se confrontato con il valore rilevato nel 2016, presenta una variazione positiva di 335 milioni di euro.

I **proventi da partecipazioni**, pari a 3.033 milioni di euro (2.882 milioni di euro nel 2016), si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati nel 2017 dalle società controllate e collegate per 3.032 milioni di euro e da altre partecipate per 1 milione di euro. Rispetto all'esercizio precedente presentano un incremento di 151 milioni di euro, anche per effetto dei dividendi ricevuti dalle controllate Enel Américas ed Enel Chile a valle del processo di ristrutturazione societaria che ha coinvolto le attività del Gruppo in Sud America.

Gli **oneri finanziari netti** ammontano a 681 milioni di euro e riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario (860 milioni di euro), in parte compensati da interessi attivi e altri proventi su attività finanziarie correnti e non correnti (complessivamente pari a 158 milioni di euro).
Il decremento degli oneri finanziari netti rispetto al precedente esercizio, pari a 82 milioni di euro, è stato determinato essenzialmente dai minori interessi passivi sui debiti finanziari che hanno beneficiato di uno scenario favorevole sui tassi di interesse e di un indebitamento finanziario netto medio in calo (66 milioni di euro), nonché dall'incremento degli altri proventi finanziari su garanzie prestate a favore di società del Gruppo (30 milioni di euro).

Le **imposte** sul reddito dell'esercizio evidenziano un risultato positivo di 160 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 alla 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 178 milioni di euro), la variazione negativa di 18 milioni di euro è da ricondurre all'aumento del reddito imponibile IRES stimato.

Il **risultato netto dell'esercizio** si attesta a 2.270 milioni di euro, a fronte di un utile dell'esercizio precedente di 1.720 milioni di euro.

Analisi della struttura patrimoniale

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Attività immobilizzate nette:			
- attività materiali e immateriali	41	27	14
- partecipazioni	42.811	42.793	18
- altre attività/(passività) non correnti nette	(667)	(440)	(227)
Totale	**42.185**	**42.380**	**(195)**
Capitale circolante netto:			
- crediti commerciali	237	255	(18)
- altre attività/(passività) correnti nette	(1.612)	(1.500)	(112)
- debiti commerciali	(137)	(150)	13
Totale	**(1.512)**	**(1.395)**	**(117)**
Capitale investito lordo	**40.673**	**40.985**	**(312)**
Fondi diversi:			
- benefici ai dipendenti	(273)	(286)	13
- fondi rischi e oneri e imposte differite nette	87	56	31
Totale	**(186)**	**(230)**	**44**
Capitale investito netto	**40.487**	**40.755**	**(268)**
Patrimonio netto	**27.236**	**26.916**	**320**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**13.251**	**13.839**	**(588)**

Le **attività immobilizzate nette** ammontano a 42.185 milioni di euro e presentano una variazione in diminuzione di 195 milioni di euro. Tale andamento è riferito:

- per 227 milioni di euro all'incremento della voce "Altre attività/(passività) non correnti nette" che al 31 dicembre 2017 accoglie una passività netta per 667 milioni di euro (altre passività non correnti nette per 440 milioni di euro al 31 dicembre 2016). Tale variazione è da collegare essenzialmente al decremento sia del valore dei contratti derivati attivi non correnti (1.014 milioni di euro), sia del valore dei contratti derivati passivi non correnti (812 milioni di euro);
- per 18 milioni di euro all'incremento del valore delle partecipazioni detenute in imprese controllate, sulle quali hanno influito le seguenti operazioni: l'acquisizione delle società Tynemouth Energy Storage Limited (5 milioni di euro) ed Enel M@p (12 milioni di euro), e la costituzione della società Enel Global Thermal Generation Srl mediante la sottoscrizione e il versamento dell'intero capitale sociale (1 milione di euro);
- per 14 milioni di euro alla movimentazione delle attività materiali e immateriali conseguente agli investimenti (complessivamente pari a 29 milioni di euro) e ammortamenti (complessivamente pari a 15 milioni di euro) dell'esercizio.

Il **capitale circolante netto** è negativo per 1.512 milioni di euro e registra un incremento di 117 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. La variazione è riferibile:

- per 112 milioni di euro all'aumento delle altre passività correnti nette per effetto principalmente del debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2017 deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018 (nel 2017 pari a 1.068 milioni di euro, nel 2016 pari a 915 milioni di euro);
- per 18 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 13 milioni di euro alla diminuzione dei debiti commerciali.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2017 è pari a 40.487 milioni di euro ed è coperto dal patrimonio netto per 27.236 milioni di euro e dall'indebitamento finanziario netto per 13.251 milioni di euro.

Il **patrimonio netto** è pari a 27.236 milioni di euro al 31 dicembre 2017 e presenta un incremento di 320 milioni di euro rispetto al precedente esercizio. In particolare, tale variazione è riferibile alla rilevazione dell'utile complessivo dell'esercizio 2017 (2.303 milioni di euro), alla distribuzione del saldo del dividendo dell'esercizio 2016 (complessivamente pari a 915 milioni di euro), nonché all'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 (complessivamente pari a 1.068 milioni di euro).

L'**indebitamento finanziario netto** a fine esercizio è pari a 13.251 milioni di euro, con un'incidenza sul patrimonio netto pari al 48,7% (51,4% a fine 2016).

Analisi della struttura finanziaria

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

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Indebitamento a lungo termine:			
- finanziamenti bancari	1.039	50	989
- obbligazioni	8.541	12.414	(3.873)
- quote accollate e finanziamenti ricevuti da società controllate	1.200	1.200	-
Indebitamento a lungo termine	*10.780*	*13.664*	*(2.884)*
- crediti finanziari verso terzi	(6)	(5)	(1)
- quote accollate e finanziamenti concessi alle società controllate	-	(27)	27
Indebitamento netto a lungo temine	**10.774**	**13.632**	**(2.858)**
Indebitamento/(Disponibilità) a breve termine:			
- quota a breve dei finanziamenti a lungo termine	3.654	973	2.681
- indebitamento a breve verso banche	245	810	(565)
- cash collateral ricevuti	256	1.107	(851)
Indebitamento a breve termine	*4.155*	*2.890*	*1.265*
- quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine	(1)	(1)	-
- quota a breve dei finanziamenti accollati/concessi	(27)	(45)	18
- altri crediti finanziari a breve	1	(6)	7
- cash collateral versati	(2.074)	(1.012)	(1.062)
- posizione finanziaria netta a breve verso società del Gruppo	2.912	1.419	1.493
- disponibilità presso banche e titoli a breve	(2.489)	(3.038)	549
Indebitamento/(Disponibilità) netto a breve termine	**2.477**	**207**	**2.270**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**13.251**	**13.839**	**(588)**

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2017 risulta pari a 13.251 milioni di euro e registra un decremento di 588 milioni di euro, come risultato del miglioramento dell'esposizione debitoria netta a lungo termine per 2.858 milioni di euro, in parte compensato dall'incremento dell'indebitamento finanziario netto a breve termine per 2.270 milioni di euro.

Le principali operazioni effettuate nel corso del 2017 che hanno avuto impatto sull'indebitamento sono state:

- il rimborso della quota residua di 909 milioni di euro di un prestito obbligazionario emesso nel 2007 per un valore di 1.500 milioni di euro, assoggettato a rimborso parziale nell'esercizio 2016;
- il rimborso di quattro tranche dei prestiti obbligazionari INA e ANIA per complessivi 65 milioni di euro;
- il riacquisto di obbligazioni proprie a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" per 19 milioni di euro;
- il tiraggio di ulteriori 450 milioni di euro del contratto di finanziamento con UniCredit SpA, stipulato nel corso dell'esercizio precedente (utilizzato al 31 dicembre 2016 per 50 milioni di euro);
- la stipula di nuovi contratti di finanziamento con UniCredit SpA e con UBI Banca SpA rispettivamente per un importo pari a 200 milioni di euro e 150 milioni di euro;
- la stipula di un contratto di finanziamento in dollari statunitensi con Bank of America per un controvalore in euro al cambio di emissione di 199 milioni (227 milioni di dollari statunitensi).

Si evidenzia che le disponibilità liquide, pari a 2.489 milioni di euro, presentano, rispetto al 31 dicembre 2016, un decremento per complessivi 549 milioni di euro e hanno risentito degli effetti delle operazioni finanziarie sopramenzionate, del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2016, nonché della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta da Enel SpA.

Flussi finanziari

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	**3.038**	**5.925**	**(2.887)**
Cash flow da attività operativa	2.465	2.511	(46)
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento	(48)	(409)	361
Cash flow da attività di finanziamento	(2.966)	(4.989)	2.023
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	**2.489**	**3.038**	**(549)**

Nel corso dell'esercizio 2017 il cash flow da attività di finanziamento ha assorbito liquidità per 2.966 milioni di euro (pari a 4.989 milioni di euro nel 2016). In particolare, tale risultato risente principalmente sia dei rimborsi dei prestiti obbligazionari, sia del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2016 (1.830 milioni di euro).

Il cash flow da attività di investimento ha assorbito liquidità per 48 milioni di euro (pari a 409 milioni di euro nel 2016), ed è stato essenzialmente generato:

- per 30 milioni di euro dalla movimentazione delle attività materiali e immateriali conseguente agli investimenti;
- per 18 milioni di euro dall'incremento del valore delle partecipazioni detenute in imprese controllate, sulle quali hanno influito le seguenti operazioni: l'acquisizione delle società Tynemouth Energy Storage Limited (5 milioni di euro) ed Enel M@p (12 milioni di euro), e la costituzione della società Enel Global Thermal Generation Srl mediante la sottoscrizione e il versamento dell'intero capitale sociale (1 milione 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 2.465 milioni di euro (pari a 2.511 milioni di euro nel 2016), riflette essenzialmente l'incasso dei dividendi dalle società partecipate (2.977 milioni di euro) e dall'utilizzo delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti che al 31 dicembre 2017 si attestano a 2.489 milioni di euro (3.038 milioni di euro al 1° gennaio 2017).

Fatti di rilievo del 2017

Business

11 GENNAIO

Acquisizione di Demand Energy

L'11 gennaio 2017 Enel Green Power North America 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.

10 FEBBRAIO

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.

14 FEBBRAIO

Finalizzato l'acquisto della società di distribuzione brasiliana CELG-D

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-D"), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás, per un corrispettivo complessivo di 2,187 miliardi di real brasiliani. La quota restante di CELG-D è stata offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura che ha consentito a Enel, nel mese di maggio, l'acquisto delle azioni non acquisite dai medesimi.
Tale operazione ha consentito 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.

4 APRILE

Accordo di fornitura di energia elettrica in Zambia

Il 4 aprile 2017 Enel Green Power ha siglato un accordo di fornitura energetica venticinquennale con ZESCO, la utility statale dello Zambia, relativo alla produzione dell'impianto solare fotovoltaico Ngonye (34 MW), che il Gruppo si è aggiudicato a giugno 2016, nell'ambito della prima gara prevista dal programma Scaling Solar, lanciato dalla società pubblica di investimento Industrial Development Corporation Limited ("IDC"). Ngonye si trova nella zona industriale "Multi-Facility Economic Zone Lusaka South", nello Zambia meridionale. L'aggiudicazione dell'impianto da parte di Enel ha segnato l'ingresso del Gruppo nel mercato delle rinnovabili dello Zambia. Enel investirà circa 40 milioni di dollari statunitensi nella costruzione del nuovo impianto fotovoltaico che dovrebbe generare circa 70 GWh l'anno. Ngonye sarà di proprietà di una società veicolo in cui Enel Green Power deterrà l'80% e IDC una quota di minoranza del 20%.

10 APRILE

Acquisto di un progetto solare fotovoltaico in Australia

In data 10 aprile 2017 Enel, attraverso la joint venture tra la controllata Enel Green Power e il Dutch Infrastructure Fund, ha chiuso un accordo per l'acquisto da uno sviluppatore australiano di Bungala Solar One, la prima fase da 137,5 MW del progetto solare fotovoltaico da 275 MW Bungala Solar, attualmente il più grande progetto fotovoltaico in fase "ready to build" in Australia.

Il closing dell'acquisto di Bungala Solar Two, seconda fase del progetto, è avvenuto negli ultimi giorni di luglio. Bungala Solar si trova nei pressi di Port Augusta nell'Australia Meridionale. L'investimento totale della joint venture nel progetto da 275 MW è di circa 315 milioni di dollari statunitensi, comprensivi di quanto necessario alla costruzione dell'impianto, con il contributo di Enel pari a circa 157 milioni di dollari statunitensi. L'investimento complessivo sarà finanziato attraverso un mix di equity e project financing con un consorzio di banche locali e internazionali. L'impianto beneficia già di un accordo di fornitura di energia a lungo termine, stipulato con l'importante utility australiana Origin Energy. La costruzione di Bungala Solar One, prima fase del progetto, è iniziata nel mese di luglio e terminerà nel terzo trimestre del 2018. Per Bungala Solar Two la costruzione è iniziata a dicembre e terminerà nel primo trimestre del 2019.

10 APRILE

Acquisto di una ulteriore quota in e-distribuţie Muntenia ed Enel Energie Muntenia

Il 10 aprile 2017 Enel Investment Holding ("EIH") ha finalizzato l'acquisto da SAPE, holding pubblica rumena che detiene le partecipazioni statali, del 13,6% circa del capitale di e-distribuţie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un corrispettivo complessivo di circa 400 milioni di euro. A seguito dell'operazione, EIH ha aumentato la propria partecipazione nelle due società a circa il 78% del relativo capitale sociale, rispetto al 64,4% detenuto in precedenza. Tale acquisto consegue all'esercizio da parte di SAPE, nel novembre 2012, di una put option a fronte del quale SAPE aveva chiesto un corrispettivo pari a circa 520 milioni di euro, il cui ammontare era stato contestato da EIH. A seguito del mancato raggiungimento di un accordo sul corrispettivo di tali partecipazioni, nel 2014 SAPE aveva avviato un arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi, nel corso del quale aveva chiesto, oltre al pagamento del corrispettivo sopra indicato, circa 60 milioni di euro a titolo di interessi. Il Tribunale Arbitrale, con lodo emesso lo scorso 3 febbraio 2017, ha fissato in circa 400 milioni di euro il prezzo di acquisto delle partecipazioni oggetto della put option, riducendo di oltre 100 milioni di euro l'importo richiesto da SAPE e rigettando la domanda relativa agli interessi.

16 MAGGIO

Acquisizione di Tynemouth Energy Storage

Il 16 maggio 2017 Enel ha acquistato il progetto standalone di accumulo di energia a batteria di Tynemouth, situato a Newcastle nel Regno Unito, acquisendo il 100% di Tynemouth Energy Storage Limited da Element Power, società europea specializzata nello sviluppo e operazione di progetti energetici. Il progetto, che sarà completato entro il primo semestre del 2018, utilizza batterie agli ioni di litio con una capacità di 25 MW (12,5 MWh). L'investimento complessivo di Enel nel progetto, compresa la costruzione, sarà di circa 20 milioni di euro.

Tynemouth è supportato da un contratto di regolazione rapida di frequenza (Enhanced Frequency Response, EFR) di quattro anni con l'operatore National Grid, che si è aggiudicato nella gara EFR dell'anno scorso per la fornitura di servizi di bilanciamento della rete. Dopo quattro anni, l'impianto parteciperà a gare per l'aggiudicazione di servizi ancillari e di capacity market.

17 MAGGIO

Aggiudicazione di capacità eolica in Spagna

Il 17 maggio 2017 Enel Green Power España si è aggiudicata 540 MW di capacità eolica in Spagna a seguito della gara per 3.000 MW di energia da fonti rinnovabili lanciata dal Governo spagnolo per contribuire al raggiungimento dell'obiettivo nazionale di coprire il 20% del consumo energetico tramite fonti rinnovabili entro il 2020. Il Gruppo Enel investirà circa 600 milioni di euro nella costruzione della capacità eolica, nel quadro degli investimenti previsti dall'attuale Piano Strategico. Gli impianti, che dovrebbero entrare in esercizio entro il 2019, venderanno l'energia prodotta sul

mercato elettrico all'ingrosso in Spagna, con incentivi del Governo spagnolo, in termini di capacity payments annui, per garantire un rendimento costante sui 25 anni di vita degli impianti. I parchi eolici saranno situati nelle regioni di Aragona, Andalusia, Castiglia e León e Galizia, aree caratterizzate da importanti risorse eoliche, e, una volta in funzione, genereranno circa 1.750 GWh l'anno.

29 MAGGIO

Accordo di tax partnership per il parco eolico Rock Creek

Il 29 maggio 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA"), società del Gruppo Enel che opera nel settore delle energie rinnovabili negli Stati Uniti, ha siglato un accordo di tax equity del valore di circa 365 milioni di dollari statunitensi con Bank of America Merrill Lynch e JP Morgan per il parco eolico Rock Creek (300 MW) nel Missouri. Nell'ambito dell'accordo, gli investitori conferiranno l'importo stabilito alla società proprietaria del parco eolico in cambio del 100% dei titoli partecipativi di classe "B" del progetto. Tali titoli consentiranno ai due investitori di ottenere, a determinate condizioni definite dalla normativa fiscale statunitense, una percentuale dei benefici fiscali del progetto eolico Rock Creek. A sua volta, EGPNA, attraverso Rock Creek Holdings, conserverà il 100% della proprietà dei titoli di classe "A" e di conseguenza la gestione del progetto. L'accordo garantisce l'impegno dei due investitori a effettuare il finanziamento, la cui esecuzione è attesa al completamento della costruzione e all'avvio dell'operatività commerciale dell'impianto. L'accordo di tax equity sarà supportato da una parent company guarantee di Enel SpA.

5 GIUGNO

Acquisizione di Amec Foster Wheeler Power

Il 5 giugno 2017 Enel Green Power ha concluso l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Amec Foster Wheeler Power da Amec Foster Wheeler Italiana, titolare di due parchi eolici in Campania con capacità installata complessiva pari a 54,5 MW. I due impianti, in esercizio rispettivamente dal 2006 e dal 2008, si trovano nei comuni di Vallesaccarda (22,5 MW) e Scampitella (32 MW), in provincia di Avellino, e generano circa 90 GWh l'anno. Enel Green Power e Amec Foster Wheeler Italiana hanno perfezionato l'operazione a seguito dell'accordo preliminare per la compravendita delle quote sottoscritto nel dicembre 2016. Per l'acquisizione Enel Green Power ha versato circa 21 milioni di euro.

14 GIUGNO

Aggiudicazione di capacità eolica in Russia

Il 14 giugno 2017 Enel Russia si è aggiudicata due progetti eolici per una capacità totale di 291 MW, nell'ambito della gara indetta dal Governo russo nel 2017 per la realizzazione nel Paese di 1,9 GW di capacità eolica. I due progetti saranno sviluppati e costruiti da Enel Green Power con un investimento complessivo di circa 405 milioni di euro. I due impianti venderanno la loro energia sul mercato all'ingrosso russo e saranno supportati da accordi di capacity payment con il Governo russo. Il parco eolico di Azov, che dovrebbe entrare in esercizio entro il 2020, è situato nella regione di Rostov, nel sud della Russia, e avrà una capacità installata di 90 MW, in grado di generare circa 300 GWh l'anno, mentre il parco eolico di Murmansk, situato nella omonima regione nord-occidentale della Russia, dovrebbe entrare in esercizio entro il 2021 e potrà contare su una capacità installata di 201 MW, in grado di generare 730 GWh l'anno.

26 GIUGNO

Implementazione dello smart meter

Una delle più importanti sfide poste in atto da Enel è l'implementazione del contatore di nuova generazione nelle Country dove il Gruppo è presente con società di distribuzione. Con il nuovo Open Meter in Italia è partito il 26 giugno 2017 il piano di sostituzione dei 32 milioni di contatori di prima generazione installati dal 2001. In Spagna saranno oltre 11 milioni gli strumenti messi in opera a fine 2017. In Romania a fine anno ne saranno installati 290.000 sulle tre reti Enel. Molti i benefici – sia lato cliente, sia lato distributore – dello smart meter, che rappresenta il primo necessario passo verso una rete elettrica intelligente e digitale.

Tra le sfide che questo strumento innovativo c'è soprattutto quella legata all'aspetto regolatorio dei vari Paesi, con il quale ci si deve confrontare di volta in volta.

26 LUGLIO

Aggiudicazione di una gara per energia rinnovabile in Spagna

In data 26 luglio Enel Green Power España si è aggiudicata 339 MW di capacità solare in Spagna nell'ambito di una gara per l'energia rinnovabile. Gli impianti, per la cui costruzione è previsto un investimento di circa 270 milioni di euro, venderanno l'energia prodotta sul pool market in Spagna, con incentivi del Governo spagnolo, tramite capacity payment annui, per garantire un rendimento costante sui 25 anni di vita degli impianti. I progetti fotovoltaici, che dovrebbero entrare in esercizio entro il 2019, saranno situati nelle regioni di Murcia e Bajadoz e, una volta in esercizio, produrranno circa 640 GWh l'anno.

7 AGOSTO

Acquisto di EnerNOC

Il 7 agosto 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha perfezionato l'offerta su tutte le azioni circolanti di EnerNOC, per un corrispettivo totale di circa 250 milioni di dollari statunitensi.

EnerNOC ha reti di active demand response in Nord America, Europa e Asia-Pacifico. Inoltre, fornisce un software di energy intelligence che consente alle imprese di aumentare l'efficienza energetica delle proprie strutture, semplificare la gestione della bolletta e facilitare attività di reporting. Gli strumenti e i servizi di approvvigionamento energetico della società aiutano i clienti ad acquistare l'energia in modo più strategico, gestire i rischi e ottimizzare i prezzi.

Il perfezionamento dell'acquisizione è avvenuto a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA agli azionisti per una quota non inferiore alla maggioranza azionaria di EnerNOC. Un totale di circa 22.447.759 azioni è stato validamente immesso nell'offerta e non ritirato, pari a circa il 71,61% del capitale circolante di EnerNOC, a un prezzo cash di 7,67 dollari statunitensi per azione, ovvero un premio del 42% circa rispetto al prezzo di chiusura della società al 21 giugno 2017, e del 38% rispetto al prezzo medio ponderato su 30 giorni. In seguito all'accettazione delle azioni offerte, EGPNA ha completato l'operazione acquisendo il 100% della proprietà della società. A seguito della fusione, si procederà al delisting di EnerNOC.

17 AGOSTO

Accordo di tax partnership per il parco eolico Red Dirt (USA)

Il 17 agosto 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA"), attraverso la controllata Red Dirt Wind Holdings, ha siglato un accordo di tax equity del valore di circa 340 milioni di dollari statunitensi con MUFG e Allianz Renewable Energy Partners of America ("Allianz"), che ha per oggetto il parco eolico Red Dirt in Oklahoma, con una capacità installata totale di circa 300 MW.

In base all'accordo, comunemente utilizzato nello sviluppo di impianti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, MUFG e Allianz corrisponderanno l'importo sopra indicato al proprietario del parco eolico Red Dirt Wind Holdings, acquistando il 100% dei titoli di "Classe B" del progetto. La partecipazione al progetto consentirà ai due investitori di ottenere, a determinate condizioni fissate dalla normativa fiscale statunitense, una percentuale dei benefici fiscali dell'impianto Red Dirt. A sua volta, EGPNA, attraverso Red Dirt Wind Holdings, manterrà al 100% la proprietà dei titoli di "Classe A", e quindi la gestione del progetto. L'accordo garantisce, da parte dei due investitori, l'impegno al finanziamento, il cui perfezionamento è previsto all'avvio dell'operatività commerciale dell'impianto eolico Red Dirt. L'accordo fiscale beneficia di una "parent company guarantee" di Enel SpA.

L'impianto Red Dirt, la cui costruzione è iniziata in aprile, è entrato in servizio nel mese di dicembre. L'investimento ammonta a circa 420 milioni di dollari statunitensi, e si iscrive nel quadro degli investimenti previsti dall'attuale Piano Strategico di Enel.

13 SETTEMBRE

Stipula di contratti di vendita di energia a lungo termine negli USA

Il 13 settembre 2017 Anheuser-Busch ed Enel Green Power ("EGP") hanno firmato un accordo di fornitura energetica ("PPA"), in virtù del quale Anheuser-Busch acquisterà l'energia fornita alla rete, e i crediti da elettricità rinnovabile associati, derivante da una porzione della produzione del parco eolico Thunder Ranch di EGP, pari a 152,5 MW. La partnership nell'eolico fra EGP e Anheuser-Busch rappresenta il primo progetto su scala industriale contrattualizzato dal produttore di birra a livello globale ed è entrato in vigore con l'entrata in esercizio del parco eoli-

co di Thunder Ranch, avvenuta a dicembre. Nel dettaglio, mediante un Virtual Power Purchase Agreement (VPPA), EGP venderà ad Anheuser-Busch l'elettricità fornita alla rete da una porzione di 152,5 MW del parco eolico Thunder Ranch, dando un significativo impulso all'acquisto di energia rinnovabile della società.

28 SETTEMBRE

Aggiudicazione di una gara per energia rinnovabile in Brasile

In data 28 settembre Enel Brasil si è aggiudicata una concessione trentennale per la centrale idroelettrica già in esercizio di Volta Grande da 380 MW, nel sud-est del Brasile. La concessione è stata aggiudicata a seguito dell'asta pubblica *Leilão de Concessões não prorrogadas* organizzata dal Governo federale brasiliano tramite l'ANEEL, l'Agenzia brasiliana per l'energia elettrica. L'investimento di Enel è ammontato a circa 1,4 miliardi di real brasiliani (BRL), pari a circa 445 milioni di dollari statunitensi, per la concessione idroelettrica, in linea con quanto previsto dal Piano Strategico del Gruppo. L'impianto è supportato dalla concessione trentennale che prevede ricavi annui da generazione garantiti.

Dopo la firma della concessione, avvenuta a novembre, la capacità idroelettrica di Enel nel Paese è salita a 1.270 MW dagli attuali 890 MW.

28 SETTEMBRE

Sequestro della centrale di Brindisi

Il 28 settembre 2017 è stato notificato a Enel Produzione il provvedimento con il quale il giudice per le indagini preliminari di Lecce dispone il sequestro della centrale termoelettrica di Brindisi-Cerano.

Detto provvedimento si inserisce nel contesto di una indagine penale avviata dalla Procura presso il Tribunale di Lecce afferente ai processi di riutilizzo, nell'ambito dell'industria cementiera, delle ceneri cosiddette "leggere", ovvero prodotte dalla combustione del carbone e captate dai sistemi di abbattimento dei fumi della suddetta centrale. L'indagine coinvolge anche Cementir, impresa cementiera alla quale erano destinate le ceneri per la produzione del cemento, e la società ILVA, che forniva a Cementir altri residui per la produzione di cemento.

Nell'ambito di detta indagine, alcuni dirigenti/dipendenti della società sono indagati per traffico illecito di rifiuti e miscelazione non autorizzata degli stessi.

Il provvedimento di sequestro, al fine di garantire la continuità aziendale, ha autorizzato la centrale di Brindisi a proseguire la produzione per 60 giorni (successivamente prorogati fino al 24 febbraio 2018) nel rispetto di alcune prescrizioni tecniche volte – secondo l'ipotesi accusatoria – alla rimozione delle presunte carenze nella gestione delle ceneri contestate. Alla società Enel Produzione, ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001, sono contestati i medesimi reati per i quali sono indagati i dirigenti/dipendenti della società. In considerazione di detta contestazione, come previsto dalla normativa, il Giudice per le indagini preliminari di Lecce, contestualmente al sequestro della centrale, ha disposto anche il sequestro per equivalente per un valore di circa 523 milioni di euro, che rappresenterebbe il profitto che la Procura della Repubblica di Lecce titolare delle indagini ritiene sia stato conseguito in virtù dell'asserito illecito trattamento delle ceneri.

Nel provvedimento di sequestro sono stati nominati due custodi-amministratori al fine di monitorare l'adempimento delle prescrizioni tecniche summenzionate.

Enel Produzione ha evidenziato alla magistratura inquirente che la centrale è esercita in conformità alla normativa di settore e ai più alti standard tecnologici internazionali, oltre che con ciclo produttivo e di riuso dei residui identico a quello delle più efficienti centrali europee e del resto del mondo, nel rispetto dei più mo derni dettami ambientali volti a promuovere un'economia circolare. Le analisi svolte sulle ceneri prima del sequestro e quelle successive hanno sempre confermato la non pericolosità delle stesse e dunque la legittimità della loro gestione. Enel Produzione, pur senza condividere le tesi accusatorie, ha comunque manifestato la propria piena disponibilità a definire in tempi brevi, d'intesa con la magistratura inquirente e con gli amministratori giudiziari, soluzioni tecniche per l'esecuzione delle prescrizioni imposte dal decreto di sequestro che tengano nel contempo conto delle complessità gestionali e logistiche connesse alla loro attuazione e dei relativi rischi per il sistema elettrico nazionale. A tal riguardo, con la richiesta di proroga della facoltà d'uso della centrale in data 15 novembre 2017, Enel Produzione ha chiesto di essere autorizzata a sperimentare una ipotesi gestoria finalizzata ad attuare una separazione delle ceneri per fasi di funzionamento, di modo da poter costituire attuazione delle prescrizioni imposte dal decreto. Successivamente, all'esito di detta sperimentazione, ha ottenuto la proroga di esercizio per ulteriori 90 giorni a partire dal 24 febbraio 2018.

Nel frattempo, il PM, ritenuta la necessità di procedere con incidente probatorio a perizia tecnica sui fatti oggetto di indagine, ha chiesto al GIP – che ha aderito alla richiesta – di procedere in tal senso. All'udienza del 2 febbraio 2018 il giudice ha conferito l'incarico ai periti assegnando loro un termine di 150 giorni per il deposito della loro relazione.

6 OTTOBRE

Accordo di tax partnership per il parco eolico Thunder Ranch (USA)

Il 6 ottobre 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA"), attraverso la controllata Thunder Ranch Wind Holdings ("Thunder Ranch Holdings"), ha siglato un accordo di tax equity del valore di circa 330 milioni di dollari statunitensi con Alternative Energy Investing Group di Goldman Sachs e GE Energy Financial Services, di General Electric, che ha per oggetto il parco eolico di Thunder Ranch, da 298 MW, in Oklahoma.

In base all'accordo, comunemente utilizzato nello sviluppo di impianti di energia rinnovabile negli Stati Uniti, i due investitori finanziari acquisteranno il 100% dei titoli di "Classe B" e "Classe C" del progetto, a fronte del pagamento del corrispettivo sopra indicato. Tale partecipazione consentirà ai due investitori di ottenere, a determinate condizioni fissate dalla normativa fiscale statunitense, una percentuale dei benefici fiscali dell'impianto di Thunder Ranch. Da parte sua, EGPNA, attraverso Thunder Ranch Holdings, manterrà la proprietà del 100% dei titoli di "Classe A" e quindi la gestione del progetto. L'accordo garantisce l'impegno di finanziamento dei due investitori, e il perfezionamento del finanziamento è previsto all'avvio dell'operatività commerciale dell'impianto eolico da 298 MW.

TERZO TRIMESTRE

Accordo per la cessione di impianti rinnovabili in Messico

Nel corso del terzo trimestre del 2017 Enel Green Power ("EGP") ha finalizzato con l'investitore istituzionale canadese CDPQ e il veicolo di investimento CKD IM accordi per la cessione di una quota pari complessivamente all'80% del capitale sociale di otto società di progetto ("SPV"). Tali SPV, detenute dalla stessa EGP per il tramite di società di diritto messicano, sono titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione per una capacità complessiva pari a 1,7 GW. Per il perfezionamento di tale cessione è stata prevista una ristrutturazione societaria di Enel Green Power Messico, socio unico delle otto SPV oggetto di vendita. Tale ristrutturazione si è completata con una scissione per il 60,8% delle otto SPV a beneficio di una società di nuova costituzione (Holdco) – Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv – e, per il rimanente 39,2%, a beneficio di otto società di nuova costituzione, cosiddette "Mini Holding".

Sulla base degli accordi, EGP, dopo la cessione, continuerà nella gestione operativa degli impianti detenuti dalle SPV e completerà quelli ancora in corso di costruzione, mantenendo un'influenza notevole.

Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2020, EGP avrà la possibilità di conferire nella Holdco ulteriori progetti. Per effetto di tali eventuali conferimenti, potrà quindi incrementare la propria partecipazione nella Holdco, sino a diventarne socio di maggioranza.

L'operazione prevede un controvalore pari a 2,6 miliardi di dollari statunitensi, di cui circa 340 milioni di dollari statunitensi come corrispettivo per la vendita dell'80% del capitale della Holdco e circa 2,2 miliardi di dollari statunitensi concernenti la concessione di finanziamenti (in parte tramite Related Party Loan e in parte tramite Project Financing) alle SPV.

Il perfezionamento dell'operazione era originariamente soggetto ad alcune condizioni sospensive usuali e all'ottenimento della necessaria autorizzazione da parte dell'Autorità antitrust messicana; il pagamento del corrispettivo è previsto contestualmente al closing, fermo restando che il relativo importo sarà sottoposto a un successivo meccanismo di "price adjustment" comune per operazioni di questo tipo e principalmente basato sulle variazioni del capitale circolante netto della Holdco.

10 OTTOBRE

Cessione di PT Bayan Resources

In data 10 ottobre 2017 Enel ha perfezionato l'accordo per la vendita del 10% del produttore di carbone indonesiano PT Bayan Resources Tbk ("Bayan"), attualmente di proprietà di Enel Investment Holding, all'imprenditore Dato' Low Tuck Kwong, azionista di controllo di Bayan, a fronte di un corrispettivo di 85 milioni di dollari statunitensi, interamente in contanti. Nell'agosto 2008 Enel ha acquistato una quota del 10% di Bayan durante l'Offerta Pubblica Iniziale (IPO) che ha preceduto la quotazione del produttore di carbone indonesiano sulla Borsa di Giacarta.

963

23 OTTOBRE

Aggiudicazione di capacità rinnovabile in Etiopia

Il 23 ottobre 2017 Enel, attraverso un consorzio guidato dalla sua Divisione Rinnovabili Enel Green Power ("EGP") e che comprende anche Orchid Business Group, gruppo leader nel settore delle infrastrutture in Etiopia, è stato selezionato quale miglior offerente per un progetto fotovoltaico da 100 MW nella gara per il solare lanciata dalla utility locale Ethiopian Electric Power ("EEP") nel quadro del Growth and Transformation Plan ("GTP 2") con il quale il Governo etiope mira a raggiungere circa 12.000 MW di nuova capacità idroelettrica, eolica, geotermica e solare, in partnership con il settore privato, con l'obiettivo di rispondere alla domanda di elettrificazione del Paese, diversificando al contempo il mix di generazione in linea con il piano energetico nazionale al 2020. Il consorzio ottiene il diritto a sviluppare, costruire e gestire 100 MW di capacità fotovoltaica a Metehara, nella regione di Oromia, circa 200 km a est di Addis Abeba, un'area caratterizzata da elevati livelli di irradiazione solare.
Il consorzio guidato da EGP investirà circa 120 milioni di dollari statunitensi nella costruzione dell'impianto fotovoltaico. L'impianto di Metehara dovrebbe entrare in servizio nel 2019 e, una volta operativo, sarà in grado di generare circa 280 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 296.000 tonnellate di CO_2. Il progetto è supportato da un accordo di fornitura ventennale con EEP per tutta l'energia prodotta dal parco solare.

25 OTTOBRE

Acquisizione di eMotorWerks

Il 25 ottobre 2017 Enel, attraverso la controllata statunitense EnerNOC, ha annunciato l'acquisizione della società californiana eMotorWerks, leader nella fornitura di stazioni di ricarica per veicoli elettrici, denominate JuiceBox, e titolare di JuiceNet, piattaforma di Internet of Things (IoT) per la gestione intelligente della ricarica dei veicoli elettrici e di altri sistemi di accumulo distribuiti. La piattaforma JuiceNet permette il controllo e l'aggregazione da remoto dei flussi di elettricità unidirezionali e bidirezionali (vehicle-to-grid, V2G) per il bilanciamento della rete. L'acquisizione di eMotorWerks segna l'ingresso di Enel nel mercato statunitense della mobilità elettrica, uno dei più grandi a livello mondiale.
Quest'acquisizione non fa che consolidare l'impegno strategico di Enel nel fornire al mercato prodotti e servizi innovativi e incentrati sul cliente, inclusi quelli di ricarica intelligente e di integrazione tra veicoli elettrici e generazione distribuita, servizi di bilanciamento della rete e V2G.
Enel prevede di utilizzare le funzionalità della piattaforma JuiceNet in tutte le sue colonnine di ricarica per veicoli elettrici a livello globale.

2 NOVEMBRE

Aggiudicazione di capacità rinnovabile in Cile

In data 2 novembre 2017 Enel Generación Chile si è aggiudicata la fornitura di 1,180 TWh l'anno a diverse società di distribuzione cilene, a seguito di una gara lanciata dalla Comisión Nacional de Energía del Paese, per rispondere alla domanda di energia dei clienti del mercato regolato dal 2024 al 2043.
Grazie alle sinergie tra Enel Generación Chile ed Enel Green Power, il Gruppo si è aggiudicato il 54% dei 2,2 TWh l'anno offerti in gara, più di ogni altro partecipante. L'energia aggiudicata a Enel sarà generata da un mix di nuovi progetti rinnovabili che include 116 MWp di solare, 93 MW di eolico e 33 MW di geotermico, per una capacità complessiva di 242 MW nella regione di Antofagasta nel nord del Cile, e da un impianto eolico nella regione di Araucanía nel sud del Paese. Si prevede che gli impianti inizino a produrre energia entro il 2024, generando circa 1,180 TWh l'anno ed evitando l'emissione annuale di circa 500.000 tonnellate di CO_2 in atmosfera.
La gara è stata lanciata nell'ambito della legge generale n. 4/2006 sul servizio elettrico del Cile (*Ley General de Servicios Eléctricos*), che definisce il quadro regolatorio delle aste pubbliche per i contratti di fornitura a lungo termine fra produttori di energia e società di distribuzione, al fine di rispondere ai bisogni energetici dei clienti sul mercato regolato nelle aree oggetto di concessione.

9 NOVEMBRE

Piano nazionale per l'e-Mobility

Il 9 novembre 2017 Enel ha presentato il Piano nazionale per l'installazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici che vedrà la posa di circa 7.000 colonnine entro il 2020 per arrivare a 14.000 nel 2022. Il programma prevede una copertura capillare in tutte le Regioni italiane e contribuirà alla crescita del numero dei veicoli elettrici e ibridi circolanti. In particolare, Enel investirà tra i 100 e i

300 milioni di euro per lo sviluppo di una rete capillare di ricarica composta da colonnine Quick (22 kW) nelle aree urbane e Fast (50 kW) e Ultra Fast (150 kW), per la ricarica veloce, in quelle extraurbane. Circa l'80% dei punti di ricarica verrà installato nelle zone cittadine, di cui il 21% nelle grandi aree metropolitane e il 57% nelle altre città, e il restante 20% circa a copertura nazionale, per garantire gli spostamenti di medio e lungo raggio, nelle zone extraurbane e nelle autostrade. Tra questi ultimi rientrano le stazioni di ricarica del progetto EVA+ (Electric Vehicles Arteries), co-finanziato dalla Commissione Europea, che prevede l'installazione, in tre anni, di 180 punti di ricarica lungo le tratte extraurbane italiane. Nel 2018 verranno installate oltre 2.500 infrastrutture di ricarica distribuite su tutto il territorio nazionale.

L'infrastruttura sviluppata da Enel, che già oggi conta circa 900 colonnine in tutto il territorio nazionale, è stata progettata per soddisfare le diverse esigenze di ricarica dei clienti. Si tratta di funzionalità possibili grazie alla piattaforma in cloud Electric Mobility Management (EMM), che permette il monitoraggio e la gestione di tutte le postazioni da remoto. L'integrazione tra le stazioni di ricarica di Enel e la piattaforma EMM consente poi di abilitare i servizi di Smart Charging, funzionalità che permettono ai clienti di gestire al meglio la ricarica. Infine, grazie alla recente acquisizione della società californiana eMotorWerks, Enel sarà in grado di offrire le soluzioni collegate alla tecnologia vehicle-to-grid (V2G), che in cambio della messa a disposizione delle batterie dei veicoli per la stabilizzazione della rete garantiscono vantaggi economici per i clienti.

Il Piano nazionale verrà sviluppato in collaborazione con i Comuni e le Regioni interessate, dove Enel investirà direttamente nelle infrastrutture di ricarica, e insieme ai soggetti privati che vorranno partecipare al progetto, con un contributo da parte dell'azienda che potrà arrivare fino al 65% dell'investimento. Si tratta, in particolare, dell'installazione delle colonnine di ricarica in aree private accessibili al pubblico di piccole e medie imprese (PMI), di liberi professionisti e lavoratori autonomi (SOHO) e di esercizi commerciali e grande distribuzione organizzata (GDO), quali palestre, supermercati, centri commerciali, agriturismi e hotel.

A Vallelunga sarà realizzato inoltre il primo polo tecnologico Enel in Italia per la ricerca e lo sviluppo di soluzioni per la mobilità elettrica che aggregherà istituti di ricerca e start-up che operano nel settore.

A oggi, nel centro, sono installate e operative più di 20 infrastrutture di ricarica di tecnologia Enel che permetteranno:

- lo sviluppo e i test delle infrastrutture di ricarica in un ambiente reale, in cui coinvolgere le diverse case automobilistiche che frequentano il circuito;
- la creazione di un centro di competenza specialistico per lo sport racing per lo sviluppo e i test di nuove soluzioni per i veicoli elettrici e per le stazioni di ricarica;
- i test di servizi per la mobilità sostenibile, quali sistemi di pagamento e di controllo di accesso alle infrastrutture di ricarica, e-car sharing;
- lo sfruttamento delle competenze di ACI Vallelunga sul tema della sicurezza stradale con corsi di guida sicura specifici per guidatori di veicoli elettrici.

---

23 NOVEMBRE

Aggiudicazione di capacità rinnovabile in Messico

Il 23 novembre 2017 Enel Rinnovabile si è aggiudicata il diritto di stipulare contratti in Messico relativi alla fornitura di energia e di certificati verdi da quattro impianti eolici con una capacità complessiva di 593 MW, in seguito all'esito della terza gara pubblica di lungo termine lanciata dall'avvio della riforma energetica del Paese.

Il Gruppo Enel investirà circa 700 milioni di dollari statunitensi nella costruzione dei nuovi impianti, in linea con gli investimenti previsti dall'attuale Piano Strategico di Enel. Ciascun progetto sarà supportato da un contratto che prevede la vendita alla Cámara de Compensación del Messico di determinati volumi di energia e dei relativi certificati verdi per un periodo, rispettivamente, di 15 e 20 anni.

Si prevede che i nuovi impianti entreranno in esercizio nella prima metà del 2020 e che, una volta a regime, produrranno 2,09 TWh annui di energia da fonti rinnovabili, evitando così l'emissione in atmosfera di circa 960.000 tonnellate di CO_2 l'anno.

Enel costruirà ad Acuña, nello Stato settentrionale di Coahuila, gli impianti di Amistad II e Amistad III, con una capacità installata di 100 MW ciascuno, e Amistad IV, con una capacità installata di 149 MW. Si prevede che Amistad II e Amistad III generino ogni anno oltre 350 GWh per impianto, evitando ciascuno l'emissione in atmosfera di circa 170.000 tonnellate di CO_2 l'anno. Amistad IV dovrebbe produrre oltre 510 GWh l'anno, evitando l'emissione di circa 234.000 tonnellate di CO_2.

L'impianto di Dolores, con una capacità installata di 244 MW, verrà costruito a China, un comune dello Stato nord-orientale di Nuevo León, e dovrebbe generare quasi 850

GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di circa 390.000 tonnellate di CO_2 ogni anno.

30 NOVEMBRE

Cessione dei parchi eolici Caney River e Rocky Ridge (USA)

In data 30 novembre 2017 Enel Green Power North America Inc. ("EGPNA") ha siglato un accordo di cash equity con il fondo di investimento Gulf Pacific Power, in cui si impegna a vendere al fondo l'80% dei titoli di "Classe A" nella controllata di EGPNA Rocky Caney Wind LLC, proprietaria dei parchi eolici Caney River (200 MW) nel Kansas e Rocky Ridge (150 MW) in Oklahoma. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a circa 233 milioni di dollari statunitensi, ed è stato pagato al perfezionamento dell'accordo, avvenuto poi a dicembre del 2017.

In futuro, EGPNA continuerà a gestire, operare e assicurare la manutenzione di entrambi i parchi eolici, mantenendo il 20% dei titoli di "Classe A" in Rocky Caney Wind LLC. Inoltre, l'operazione ha consentito a Enel di far uscire dal suo perimetro di consolidamento il debito di Caney River e Rocky Ridge, pari a circa 140 milioni di dollari statunitensi.

Il parco eolico di Caney River, situato nella contea di Elk, nel Kansas, è operativo dal 2011 ed è in grado di generare circa 765 GWh l'anno, evitando l'emissione in atmosfera di oltre 580.000 tonnellate di CO_2. L'impianto di Rocky Ridge, situato nelle contee di Kiowa e Washita, in Oklahoma, è entrato in esercizio nel 2012 ed è in grado di generare circa 600 GWh l'anno, evitando l'emissione di oltre 450.000 tonnellate di CO_2.

4 DICEMBRE

Capacity Storage Agreement in California

In data 4 dicembre 2017 Enel Green Power North America ha concluso tre Capacity Storage Agreement (CSA) con la utility californiana Pacific Gas and Electric ("PG&E") per una capacità totale di 85 MW/340 MWh. In base agli accordi, Enel costruirà gli impianti stand-alone di accumulo di energia a batterie agli ioni di litio di Kingston, Cascade e Sierra, ubicati in California. I sistemi di accumulo di energia saranno collegati direttamente alla rete di PG&E e caricheranno le batterie agli ioni di litio nei momenti di maggiore disponibilità di energia rinnovabile. L'energia accumulata nelle batterie verrà poi restituita alla rete durante le fasi di picco della domanda, aumentando l'affidabilità della rete e riducendo le congestioni. I progetti sono sviluppati insieme a Sovereign Energy Storage, un'impresa indipendente specializzata nello sviluppo di impianti di accumulo di energia per applicazioni su scala industriale, e dovrebbero essere operativi entro il 2023, previo esame e autorizzazione da parte della California Public Utility Commission nonché degli enti regolatori e locali.

14 DICEMBRE

Aggiudicazione di capacità rinnovabile in Canada

In data 14 dicembre 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA") si è aggiudicata due Renewable Energy Support Agreement (RESA) della durata di 20 anni per 146 MW di nuova capacità eolica ad Alberta, in Canada, a seguito di una gara indetta dal gestore del sistema elettrico della provincia, Alberta Electric System Operator ("AESO"). In base ai due contratti, Enel costruirà due nuovi impianti eolici, Riverview Wind da 115 MW e la Fase 2 di Castle Rock Ridge da 30,6 MW, fornendo ad AESO l'energia prodotta e i relativi crediti da rinnovabili. L'investimento complessivo nella costruzione dei due parchi eolici ammonta a circa 170 milioni di dollari statunitensi.

I parchi eolici di Riverview Wind e Fase 2 di Castle Rock Ridge (un'espansione dell'esistente impianto da 76,2 MW di EGPNA, Castle Rock Ridge) si trovano entrambi a Pincher Creek, Alberta, e dovrebbero entrare in esercizio entro il 2019. Una volta operativi, si prevede che i due impianti generino circa 555 GWh l'anno.

18 DICEMBRE

Aggiudicazioni per capacità rinnovabile in Brasile

Il 18 dicembre 2017 Green Power Brasil Participações si è aggiudicata il diritto di concludere contratti ventennali per la fornitura di energia relativi alla produzione di un nuovo impianto solare fotovoltaico da 388 MW, a seguito dell'esito della gara pubblica A-4 indetta dal Governo federale brasiliano tramite l'autorità per l'energia ANEEL. Si prevede che il Gruppo Enel investirà quasi 355 milioni di dollari statunitensi nella costruzione dell'impianto, in linea con gli investimenti delineati nell'attuale Piano Strategico.

Il Gruppo si è aggiudicato il 49% dei 791 MW di capacità fotovoltaica offerti in gara, più di ogni altro partecipante per la tecnologia solare. L'impianto solare di São Gonçalo sarà supportato da contratti di fornitura di energia della durata di 20 anni, che prevedono la vendita di determinati volumi di energia a un pool di società di distribuzione operanti nel mercato regolamentato brasiliano. L'impianto sarà costruito nella municipalità di São Gonçalo do Gurguéia, nello Stato del Piauí. Si prevede che avvii la produzione di energia all'inizio del 2021 e che, una volta a regime, generi oltre 850 GWh di energia rinnovabile l'anno.

Successivamente, il 20 dicembre 2017, sempre Enel Green Power Brasil Participações si è aggiudicata il diritto di concludere contratti ventennali per la fornitura di energia relativi alla produzione di tre impianti eolici, per un totale di 618 MW di nuova capacità complessiva, a seguito dell'esito della gara pubblica A-6 indetta dal Governo federale brasiliano tramite l'autorità per l'energia ANEEL. È previsto un investimento complessivo da parte del Gruppo Enel pari a circa 750 milioni di dollari statunitensi per la costruzione dei tre impianti, in linea con gli investimenti delineati nell'attuale Piano Strategico.

Ciascun impianto eolico si accompagna a contratti di fornitura di energia della durata di 20 anni, che prevedono la vendita di determinati volumi di energia a un pool di società di distribuzione operanti nel mercato regolamentato brasiliano. Gli impianti saranno tutti costruiti negli Stati nord-orientali di Piauí e Bahia e si prevede che entrino in esercizio all'inizio del 2023 e che, una volta a regime, generino circa 3 TWh di energia rinnovabile l'anno.

20 DICEMBRE

Aggiudicazione di capacità rinnovabile in Argentina

In data 20 dicembre 2017 Enel Green Power Argentina si è aggiudicata i diritti per la costruzione dell'impianto eolico di Pampa da 100 MW nella seconda tornata di aste per le rinnovabili indetta nel quadro di RenovAr, il piano di sviluppo per l'energia pulita promosso dal Ministero dell'Energia dell'Argentina, la cui capacità è stata estesa a oltre 1.800 MW dai 1.200 MW iniziali. Pampa, nella provincia di Chubut, un'area caratterizzata da alta ventosità, sarà il primo progetto eolico del Gruppo nel Paese.

Enel investirà circa 130 milioni di dollari statunitensi nella costruzione del parco eolico, la cui entrata in esercizio è prevista entro la prima metà del 2020. Il progetto è legato a un contratto di fornitura ventennale (PPA) di tutta l'energia rinnovabile generata dall'impianto a CAMMESA, società di gestione del mercato elettrico wholesale dell'Argentina. Una volta in esercizio, l'impianto sarà in grado di generare circa 500 GWh l'anno.

Finanza

4 GENNAIO

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), 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 inferio-

re 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.

9 GENNAIO

Emissione del primo "Green Bond"

In data 9 gennaio 2017 Enel Finance International ("EFI") ha collocato (con regolamento dell'emissione il 16 gennaio) 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%. 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" 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.

12 APRILE

Delibera del CdA per l'emissione di prestiti obbligazionari

Il 12 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Enel, nell'ambito della strategia di rifinanziamento del debito consolidato di Gruppo in scadenza, ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2018 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali, per un importo complessivo massimo pari al controvalore di 7 miliardi di euro. Le emissioni potranno essere effettuate dalla controllata olandese Enel Finance International (con garanzia della Capogruppo) oppure direttamente da parte di Enel, in relazione alle effettive opportunità di mercato. Il Consiglio ha demandato all'Amministratore Delegato il compito di definire importi, valute, tempi e caratteristiche delle singole emissioni, tenendo conto dell'evoluzione delle condizioni di mercato, con facoltà di richiedere la quotazione di tali emissioni presso uno o più mercati regolamentati dell'Unione Europea o presso sistemi multilaterali di negoziazione. In una logica di diversificazione, le emissioni potranno essere rivolte a investitori istituzionali, comunitari e non comunitari, anche attraverso private placement.

23 MAGGIO

Enel Finance International lancia bond da 5 miliardi di dollari statunitensi

Nell'ambito del programma di rifinanziamento approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di aprile, il 23 maggio 2017 Enel Finance International, società finanziaria controllata dal Gruppo, ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi-tranche destinata a investitori istituzionali per un totale di 5 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 4,5 miliardi. L'emissione ha ricevuto richieste in esubero per circa tre volte e mezzo totalizzando ordini per un ammontare superiore ai 17 miliardi di dollari statunitensi.

28 LUGLIO

Finanziamento BEI per i contatori elettronici

Il 28 luglio 2017 si è perfezionata una prima tranche di

500 milioni di euro, destinati dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) al piano di e-distribuzione per la sostituzione dei contatori digitali in Italia. Il piano – di cui BEI contribuirà a finanziare parte degli investimenti relativi al periodo 2017-2021 – prevede complessivamente, su un arco temporale di 15 anni, l'installazione di circa 41 milioni di misuratori di nuova generazione, denominati 2.0, di cui circa 32 milioni in sostituzione degli attuali contatori di prima generazione e i restanti per nuove connessioni e richieste dei clienti. La sostituzione dei contatori attualmente in uso con quelli di nuova generazione deriva dalla necessità per le imprese distributrici di energia elettrica di adottare sistemi di misurazione intelligenti che soddisfino i requisiti stabiliti dall'Unione Europea in materia di efficienza energetica (direttiva europea 2012/27/UE recepita in Italia con il decreto legislativo n. 102/2014).

Lo scenario energetico degli ultimi anni ha reso infatti sempre più evidente l'importanza della gestione tempestiva di informazioni aggiuntive e più dettagliate, che possano supportare l'attività degli operatori del servizio elettrico e dei loro clienti. La tecnologia di Open Meter consentirà di promuovere l'efficienza energetica, aumentare la consapevolezza dei comportamenti di consumo, favorire la concorrenza nei servizi post-contatore e sviluppare il mercato della domotica.

Il piano di e-distribuzione ha ottenuto il riconoscimento di Progetto di interesse comune (PCI) da parte dell'Unione Europea, e rientra nei filoni di attività della BEI nei settori dell'energia, lotta al cambiamento climatico e sostegno alle aree convergenza (le zone meno avanzate economicamente), poiché il 40% dei contatori è localizzato nel Sud Italia, Sicilia e Sardegna.

2 AGOSTO

Riacquisto di prestiti obbligazionari denominati in dollari statunitensi

In data 2 agosto 2017 Enel Finance International ("EFI"), ha acquistato per cassa l'intero ammontare di un prestito obbligazionario pari a 1.750.000.000 dollari statunitensi emesso dalla stessa EFI e garantito da Enel. L'operazione è effettuata sulla base della "make whole call" option prevista nel contratto originale, mediante la quale è possibile rimborsare anticipatamente il finanziamento a un prezzo di estinzione calcolato sulla base del valore attuale dei pagamenti e degli interessi, scontati a un tasso maggiorato di 30 basis point.

Il riacquisto viene effettuato nel contesto della strategia di ottimizzazione della struttura delle passività del Gruppo Enel mediante una gestione attiva delle scadenze e del costo del debito.

3 OTTOBRE

Emissione obbligazionaria nel mercato statunitense

Il 3 ottobre 2017 Enel Finance International ("EFI") ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali un'emissione obbligazionaria multi-tranche destinata a investitori istituzionali per un totale di 3 miliardi di dollari statunitensi, pari a un controvalore complessivo in euro di circa 2,5 miliardi. L'emissione, garantita da Enel, ha ricevuto richieste in esubero per circa tre volte, totalizzando ordini per un ammontare pari a circa 9 miliardi di dollari statunitensi.

La seconda offerta del Gruppo Enel nel 2017 sul mercato americano, rientra nella strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato in scadenza.

L'operazione è strutturata nelle seguenti tranche:

- 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 2,75% con scadenza 2023;
- 1.250 milioni di dollari statunitensi a tasso fisso 3,5% con scadenza 2028;
- un importo addizionale di 500 milioni di dollari statunitensi a valere sull'emissione EFI di maggio 2017 a tasso fisso 4,750% con scadenza 2047.

8 DICEMBRE

Finanziamenti agevolati negli Stati Uniti

In data 8 dicembre 2017 Enel ha annunciato che due suoi progetti di energia distribuita sono stati selezionati per ricevere finanziamenti per un totale di 2,1 milioni di dollari statunitensi nel quadro del programma Advancing Commonwealth Energy Storage (ACES) gestito dall'agenzia statale Massachusetts Clean Energy Center ("MassCEC"). Si tratta dei primi progetti di energia distribuita di Enel in Massachusetts, Stato che ospita la sede del Gruppo in Nord America, e consistono in una microgrid "behind the meter" (dietro il contatore) e un sistema di accumulo di energia a batteria. In particolare si tratta di:

- una proposta di progetto per una microgrid "behind the meter" che si è aggiudicata un finanziamento di 850.000 dollari statunitensi. Il progetto, in collaborazione tra Enel Green Power North America e la University of Massachusetts Boston ("UMass Boston"), comprende un sistema di accumulo agli ioni di litio da 0,5 MW/1,82 MWh integrato con un sistema solare fotovoltaico da 0,5 MW da installare presso il campus universitario a Boston;
- lo sviluppo di un sistema di accumulo di energia agli ioni di litio da 2 MW/4 MWh proposto da EnerNOC presso l'Acton Boxborough Regional School District (ABRSD), che si è aggiudicato 1,25 milioni di dollari statunitensi, il massimo finanziamento concesso nell'ambito del programma ACES.

Entrambi i progetti combinano sistemi "behind the meter" di gestione dei consumi (demand charge) con applicazioni "in front of the meter" per la gestione di risposta alla domanda (demand response), creando molteplici flussi di ricavi per tutte le parti coinvolte e generando benefici per la rete in termini di affidabilità e bilanciamento.

18 DICEMBRE

Nuova linea di credito revolving

Il 18 dicembre 2017 Enel e la sua controllata olandese Enel Finance International hanno firmato una nuova linea di credito revolving da 10 miliardi di euro, che va a sostituire una preesistente linea da 9,44 miliardi di euro, rinegoziata nel febbraio del 2015. La nuova linea presenta un costo inferiore e scade a dicembre 2022, in data successiva rispetto a quella prevista dalla linea preesistente (febbraio 2020). Il costo della linea di credito è variabile in funzione del rating assegnato *pro tempore* a Enel e presenta un margine che passa, sulla base degli attuali livelli di rating, a 45 punti base sopra l'Euribor dai precedenti 72,5; le commissioni di mancato utilizzo si confermano pari al 35% del margine e quindi, per effetto della riduzione di quest'ultimo, passano a 15,75 punti base da 25,38. La linea di credito, che potrà essere utilizzata dalla stessa Enel e/o da Enel Finance International con garanzia della Capogruppo, non è collegata al programma di rifinanziamento del debito e ha l'obiettivo di dotare il Gruppo di uno strumento estremamente flessibile e fruibile per la gestione del capitale circolante.
L'operazione ha visto la partecipazione di vari istituti di credito nazionali e internazionali, tra cui Mediobanca nel ruolo di Documentation Agent.

Partnership

11 GENNAIO

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.

14 GENNAIO

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.

7 FEBBRAIO

Accordo con Aton Storage

Il 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 Markets Day.

28 FEBBRAIO

Enel investe sulle start-up green alle Hawaii

In data 28 febbraio 2017 Enel, tramite Enel Green Power North America, 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.

1° GIUGNO

Memorandum con Rosseti per lo sviluppo delle smart grid

Il 1° giugno 2017 Enel e Rosseti, operatore nazionale di reti energetiche in Russia, hanno siglato un memorandum d'intesa per collaborare su soluzioni innovative per le smart grid. Il memorandum, di durata biennale, mira a costruire relazioni di partenariato tra Enel e Rosseti attraverso lo scambio di informazioni, la condivisione delle best practice e delle soluzioni tecnologiche nelle aree di lavoro delineate dall'accordo, come quelle dei contatori intelligenti e della digitalizzazione delle reti. Enel e Rosseti metteranno a fattor comune il know-how nella costruzione, modernizzazione e manutenzione delle infrastrutture di rete, al fine di migliorare e potenziare la loro efficienza, affidabilità e sicurezza, con la possibilità di realizzare un progetto pilota congiunto per la creazione di un 'cluster intelligente' che operi sulla base di una piattaforma di tecnologie smart di Enel di ultima generazione.

6 LUGLIO

Accordo con Amber Kinetics per l'accumulo di energia

Il 6 luglio 2017 Enel ha siglato un accordo di due anni con Amber Kinetics, una start-up statunitense nata da un'iniziativa di alcuni professori e ricercatori dell'università californiana di Berkeley, con l'obiettivo di valutare l'innovativa tecnologia di stoccaggio flywheel, un sistema elettromeccanico costituito da una massa rotante di grandi dimensioni in grado di accumulare energia. In base all'ac-

cordo, Enel studierà e testerà la tecnologia per individuare applicazioni commerciali su larga scala che integrino la tecnologia nella rete. Al termine della fase di test di tre mesi su due unità sincronizzate in uno dei siti di collaudo di Amber Kinetics in California, Enel valuterà la possibilità di utilizzare il modello 40 kW/160 kWh della tecnologia per un progetto pilota in una delle sue centrali termiche.
Il sistema flywheel in acciaio da 5.000 libbre (intorno a 2.267 kg) si carica convertendo l'energia elettrica proveniente dalla centrale alla quale è abbinato o dalla rete elettrica nell'energia cinetica del flywheel in movimento, il quale presenta periodi di carica che possono durare fino a quattro ore. Nelle fasi di picco della domanda, il sistema avvia un generatore – in modo automatico o attraverso un sistema di controllo – che trasforma l'energia cinetica in energia elettrica immessa poi nella rete.

10 LUGLIO

Accordo per l'individuazione di start-up nel settore dell'accesso all'energia in Africa

Il 10 luglio 2017 Enel Green Power ha siglato un accordo di cooperazione con la società svizzera Seedstars World per il lancio dell'Africa Energy Track, un concorso per individuare start-up innovative nel settore dell'accesso all'energia elettrica in Africa che si inserisce nel quadro della competizione per start-up di Seedstars World. L'obiettivo del progetto è di promuovere tecnologie e imprenditoria nelle aree rurali sub-sahariane, con l'introduzione di soluzioni energetiche innovative incentrate sulla mobilità elettrica, l'accumulo energetico, la generazione distribuita e l'efficienza energetica, contribuendo così agli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDGs), e in particolare l'SDG 7, che mira a garantire a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili e sostenibili.

12 LUGLIO

Accordo con Cisco su digitalizzazione e servizi innovativi

Il 12 luglio 2017 Enel e Cisco hanno firmato un Protocollo di Intesa per sviluppare soluzioni digitali innovative nel settore dell'energia con l'obiettivo di sfruttare al meglio tutte le potenzialità delle tecnologie di telecomunicazione, di sicurezza informatica e dell'Internet delle Cose, per creare nuovi servizi e una smart grid ancora più sicura, intelligente e affidabile, al servizio del Paese. Questo traguardo potrà essere raggiunto anche grazie a un programma di formazione specialistica, che permetterà non solo ai dipendenti Enel, ma anche a numerosi studenti e professionisti, di aggiornare le proprie competenze acquisendo le conoscenze necessarie per gestire, controllare e mantenere protetta una rete in cui tecnologie digitali e tecnologie elettriche tradizionali sono sempre più connesse tra loro.

17 OTTOBRE

Apertura dell'Innovation Hub a Mosca

In data 17 ottobre 2017 Enel, in occasione dell'Open Innovation Forum di Skolkovo, vicino Mosca, ha inaugurato il proprio Innovation Hub in Russia.
L'Innovation Hub russo di Enel nasce all'interno del polo tecnologico di Skolkovo e ha l'obiettivo di individuare e sviluppare collaborazioni con start-up, PMI e altre aziende russe su un'ampia gamma di progetti in diversi settori, come le soluzioni di efficienza energetica, le smart grid, le energie rinnovabili, l'Internet of Things (IoT) e il Big Data Analytics.

7 NOVEMBRE

Memorandum of understanding con Ferrovie dello Stato

Il 7 novembre 2017 Enel e Ferrovie dello Stato Italiane hanno firmato un memorandum of understanding triennale per sviluppare progetti innovativi congiunti nell'ambito di trasporti ed energia. Le aree di interesse riguardano il 3D printing, l'uso efficiente dell'energia elettrica, la condivisione di spazi d'innovazione e co-working e la partecipazione congiunta a progetti nazionali e internazionali finanziati dallo Stato e/o dall'Unione Europea. Le competenze possedute dalle due società presentano una perfetta complementarità nella capacità di studio e di applicazione di soluzioni innovative in ambito trasporti ed energia, in linea con le evoluzioni del mercato e tali da creare significative sinergie, anche infrastrutturali.

7 DICEMBRE

Accordo con Volkswagen Italia

Il 7 dicembre 2017 Enel e Volkswagen Group Italia, distributore del marchio Audi, hanno firmato un memorandum of understanding per l'integrazione dei servizi di ricarica nell'offerta di acquisto della nuova Audi e-tron, prima vettura 100% elettrica del marchio, e per promuovere e sviluppare la mobilità elettrica nel Paese.

Grazie a questo accordo verranno ideate offerte che faciliteranno la vita ai privati e alle aziende che penseranno di passare all'elettrico. I privati, i professionisti e le piccole aziende avranno la possibilità di abbinare uno o più pacchetti per il servizio di ricarica, prodotti e servizi Enel inclusi nell'acquisto di Audi e-tron direttamente presso i concessionari e la rete di vendita di Audi Italia.

28 DICEMBRE

Progetto E-VIA FLEX-E mobility

Il 28 dicembre 2017 si è dato il via al progetto "E-VIA FLEX-E mobility in Italy, France and Spain" per l'installazione di 14 stazioni di ricarica ultraveloce in Europa, coordinato da Enel e co-finanziato dalla Commissione UE. L'obiettivo è quello di sperimentare una rete che permetta ai nuovi veicoli elettrici, con autonomia superiore ai 300 km, di percorrere lunghe distanze e di contribuire allo sviluppo e alla diffusione delle e-car in Europa.

Il progetto, presentato da Enel in qualità di coordinatore, in collaborazione con le utility EDF, Enedis e Verbund, le case automobilistiche Nissan e Groupe Renault, e Ibil, società spagnola specializzata nei servizi di ricarica per i veicoli elettrici, è stato selezionato dalla Commissione UE nell'ambito della call Connecting Europe Facility Transport 2016, ottenendo un finanziamento che coprirà metà dell'investimento necessario. Il budget complessivo cofinanziato dalla Commissione è di circa 6,9 milioni di euro. Sul progetto Enel investirà 3,4 milioni di euro, anche questi co-finanziati dall'esecutivo europeo.

Entro la fine del 2018 saranno avviate le installazioni dei punti di ricarica ultraveloce (High Power Charging - HPC) in 14 siti: 8 in Italia, 4 in Spagna, e 2 in Francia. Le stazioni di ricarica saranno ad alta potenza con un range tra 150 e 350 kW.

La rete di stazioni di ricarica ultraveloce del progetto E-VIA FLEX-E si affiancherà a quella di EVA+ (Electric Vehicles Arteries), anche questo co-finanziato dalla Commissione Europea, che prevede l'installazione in tre anni di 180 punti di ricarica veloce (Fast Recharge Plus) lungo le tratte extraurbane italiane. Le prime 40 colonnine Fast sono già state installate e permettono di percorrere, tra le altre, la tratta Roma-Milano a bordo di un'auto elettrica.

Organizzazione

16 GIUGNO

Progetto di fusione per incorporazione di Enel South America in Enel

Il 16 giugno 2017 è stato depositato presso il Registro delle Imprese di Roma il progetto di fusione per incorporazione di Enel South America in Enel. L'operazione, completata in data 16 novembre 2017, si inquadra nell'ambito del processo di semplificazione della struttura societaria del Gruppo, uno dei princípi fondamentali del Piano Strategico 2017-2019 di Enel. In particolare, l'operazione ha consentito a Enel di beneficiare della gestione diretta delle partecipazioni nelle due subholding latino-americane Enel Américas ed Enel Chile mediante la semplificazione della relativa catena di controllo.

Trattandosi di una fusione semplificata da effettuare senza concambio, Enel non ha proceduto ad alcun aumento di capitale sociale né ha assegnato azioni in sostituzione della partecipazione detenuta in Enel South America.

25 AGOSTO

Riorganizzazione societaria in Cile

Il 25 agosto 2017 il Consiglio di Amministrazione della società controllata Enel Chile ha dato avvio all'analisi di una possibile riorganizzazione delle partecipazioni societarie del Gruppo Enel in Cile basata su una proposta non vinco-

lante formulata dalla stessa Enel Chile e trasmessa a Enel nel mese di luglio. L'avvio dell'analisi segue l'esame da parte del Consiglio di Amministrazione di Enel Chile di una lettera trasmessa in pari data da Enel nella quale quest'ultima ha espresso, in via preliminare, una valutazione favorevole sulla citata proposta di riorganizzazione. Nell'esprimere tale valutazione favorevole, Enel ha constatato che l'operazione risulta in linea con alcuni degli obiettivi strategici del Gruppo, fra cui la semplificazione degli assetti proprietari delle società quotate cilene del Gruppo stesso.

A valle dell'analisi, le Assemblee delle due società, nelle sedute del 20 dicembre 2017, hanno deliberato, per quanto di rispettiva competenza, sulle seguenti fasi dell'operazione, ciascuna delle quali risulta condizionata alla realizzazione delle altre:

> l'integrazione in Enel Chile degli asset rinnovabili cileni posseduti da Enel Green Power Latin America SA ("EGP Latin America"), tramite fusione per incorporazione di quest'ultima nella stessa Enel Chile, essendo stato deliberato in proposito dall'Assemblea straordinaria di Enel Chile un aumento del capitale a servizio della fusione. Si segnala che i soci di Enel Chile che abbiano manifestato il proprio dissenso alla fusione avranno il diritto di recedere ai sensi della normativa vigente e che la medesima fusione risulta condizionata alla circostanza che il recesso sia esercitato da azionisti di Enel Chile che complessivamente rappresentino non più del 5% del capitale sociale. Si informa che la suddetta integrazione è stata approvata anche dall'Assemblea straordinaria degli azionisti di EGP Latin America;
> il lancio da parte di Enel Chile di un'offerta pubblica di acquisto ("OPA") sulla totalità delle azioni della controllata Enel Generación Chile detenute dai soci di minoranza, la cui efficacia risulta subordinata all'acquisizione di un numero complessivo di azioni tale da consentire a Enel Chile di incrementare la propria partecipazione in Enel Generación Chile a oltre il 75% del capitale sociale dall'attuale 60%. In sede di adesione all'OPA, gli azionisti di minoranza di Enel Generación Chile si impegneranno a reinvestire in azioni Enel Chile di nuova emissione una parte del corrispettivo ricevuto, essendo stato deliberato in proposito un aumento del capitale di Enel Chile a servizio dell'OPA;
> la modifica dello Statuto sociale di Enel Generación Chile, al fine di rimuovere i limiti al possesso azionario, che attualmente non permettono a un singolo azionista di possedere oltre il 65% del capitale sociale.

Riconoscimenti

Il 7 settembre 2017 è stato reso noto che Enel è al ventesimo posto della lista **"Change the World" di Fortune**, che classifica le 50 principali aziende nel mondo che hanno un impatto sociale positivo attraverso le attività che sono parte della loro strategia di business e delle loro operazioni. Il Gruppo è l'unica utility e la sola azienda italiana a figurare nell'elenco. La lista mira a promuovere l'idea che il capitalismo vada sostenuto per la sua capacità di apportare benefici. Fortune dà inizio alla selezione con una procedura di candidatura aperta a organizzazioni del mondo economico, accademico e no profit in tutto il mondo, in collaborazione con, tra gli altri, FSG, un'azienda di consulenza no profit che si occupa di impatto sociale, e con la Shared Value Initiative, una piattaforma globale per organizzazioni alla ricerca di soluzioni economiche per le sfide sociali. Una squadra di giornalisti di Fortune vaglia in modo indipendente ciascun candidato. Nella stessa data, Enel, per il quattordicesimo anno consecutivo, è stata confermata nel **Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World)**. Nell'indice è stata inclusa anche Endesa, la controllata spagnola del Gruppo. Enel ed Endesa sono due delle otto aziende del settore delle utility inserite a livello globale nell'indice.

Enel ha registrato una performance particolarmente brillante nella categoria Ambiente, con un punteggio di 100/100 in Climate Strategy, Water-related Risks, Biodiversity ed Environmental Reporting. Il Gruppo ha inoltre ottenuto il punteggio massimo nei segmenti Policy Influence, che misura la trasparenza e il livello di disclosure sulle attività di advocacy, e Materiality, che si riferisce alla capacità della società di conciliare la strategia con le aspettative degli stakeholder.

Il 20 ottobre 2017 Enel è stata inclusa nella **top 20 della World's Best Employers List 2017 di Forbes Magazine**, prima tra le utility a livello globale e prima tra le aziende italiane. La classifica di Forbes, redatta annualmente,

si basa su un sondaggio effettuato su 36.000 opinion leader globali che definiscono la lista dei 500 migliori datori di lavoro del mondo. Per la realizzazione della World's Best Employers List 2017, i dipendenti delle società coinvolte sono stati invitati a valutare il proprio datore di lavoro, chiedendo per esempio la probabilità con cui avrebbero consigliato a un amico di candidarsi per un posto di lavoro. Enel mette a disposizione dei dipendenti diversi strumenti per conciliare vita privata e lavoro: orari flessibili, banca ore, part time e lo smart working. Il Gruppo ha inoltre realizzato numerosi programmi di valorizzazione di idee.

In data 24 ottobre 2017 Enel è stata inserita per il secondo anno consecutivo nella **Climate A List stilata dalla piattaforma ambientale globale no profit CDP (ex Carbon Disclosure Project)**, che comprende aziende di tutto il mondo identificate come leader nella lotta al cambiamento climatico. CDP, organizzazione internazionale no profit per la promozione e la divulgazione di informazioni su questioni ambientali, ha sottolineato le azioni svolte da Enel nel ridurre le emissioni, arginare i rischi climatici e sviluppare un'economia a basse emissioni. La Climate A List 2017 comprende 112 gruppi globali selezionati tra oltre 2.000 aziende che partecipano al programma di CDP per la divulgazione dei dati sul cambiamento climatico. L'inclusione nella lista si basa su un punteggio che valuta la consapevolezza delle aziende rispetto ai cambiamenti climatici, i metodi e i progressi compiuti verso l'adozione di misure di contrasto.

Il 28 novembre 2017 Enel è stata confermata nell'edizione di dicembre 2017 di **Euronext Vigeo - World 120 index**, a seguito della più recente review dell'indice 2017. Euronext Vigeo elenca due volte l'anno le 120 società quotate più sostenibili fra quelle col livello più alto di capitale flottante in Europa, Nord America e regione Asia Pacifico. Enel è stata anche confermata negli indici regionali **Euronext Vigeo Eurozone 120 ed Europe 120** che, rispettivamente, classificano le 120 società più sostenibili tra quelle col maggior capitale flottante nell'Eurozona e in Europa. Enel è stata inclusa nei tre indici fin dalla loro creazione cinque anni fa.

Gli indici Euronext Vigeo Eiris riconoscono l'impegno di importanti aziende che inseriscono lo sviluppo sostenibile al centro delle loro strategie di business. Vigeo Eiris realizza l'indice analizzando circa 330 indicatori per ogni azienda, basati su 38 criteri che includono la salvaguardia dell'ambiente, l'impegno per il rispetto dei diritti e del capitale umano, le relazioni con gli stakeholder, la corporate governance e il codice etico, l'integrità nel promuovere le proprie posizioni e la lotta alla corruzione, la prevenzione del dumping sociale e ambientale nella catena di approvvigionamento e di subappalto. Euronext Vigeo Eiris aggiorna semestralmente i criteri di ammissione agli indici in modo che gli standard di sostenibilità delle aziende ammesse siano allineati ai più recenti sviluppi del settore.

Scenario di riferimento

Enel e i mercati finanziari

	2017	2016
Margine operativo lordo per azione (euro)	1,54	1,50
Risultato operativo per azione (euro)	0,96	0,88
Risultato netto del Gruppo per azione (euro)	0,37	0,25
Risultato netto ordinario del Gruppo per azione (euro)	0,29	0,29
Dividendo unitario (euro)	0,237 (1)	0,18
Patrimonio netto del Gruppo per azione (euro)	3,42	3,42
Prezzo massimo dell'anno (euro)	5,58	4,19
Prezzo minimo dell'anno (euro)	3,84	3,40
Prezzo medio del mese di dicembre (euro)	5,39	4,02
Capitalizzazione borsistica (milioni di euro) (2)	54.761	40.910
Numero di azioni al 31 dicembre (in milioni)	10.167	10.167

(1) Dividendo proposto dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2018.
(2) Calcolata sul prezzo medio del mese di dicembre.

		Corrente (1)	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Peso azioni Enel:					
- su indice FTSE-MIB		10,60%	11,68%	11,41%	9,05%
- su indice Bloomberg World Electric		3,96%	3,92%	3,26%	3,04%
Rating:					
Standard & Poor's	Outlook	Stable	Stable	Stable	Positive
	M/L termine	BBB+	BBB+	BBB	BBB
	Breve termine	A-2	A-2	A-2	A-2
Moody's	Outlook	Stable	Stable	Stable	Stable
	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

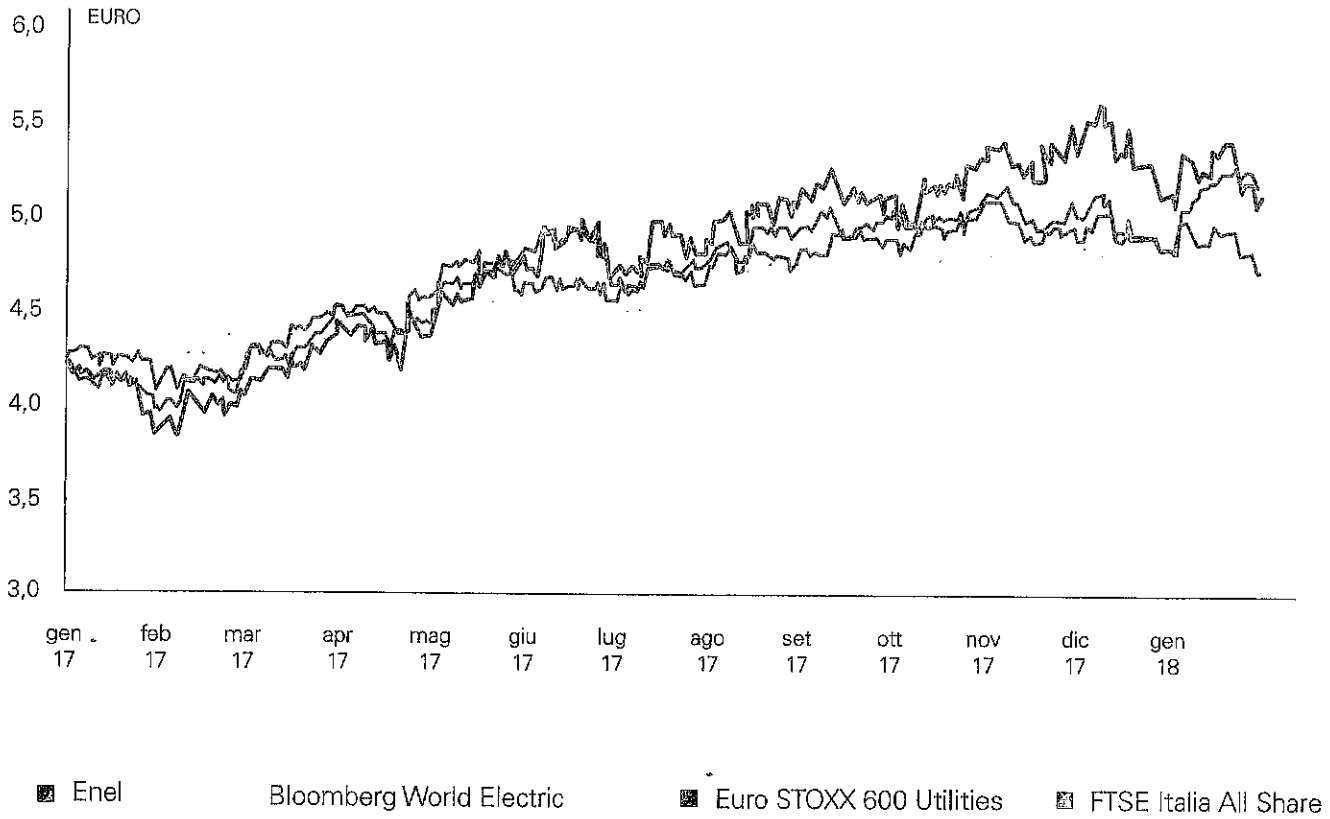
(1) Dati aggiornati al 31 gennaio 2018.

L'attività economica nelle principali economie mondiali, sviluppate ed emergenti, ha continuato a espandersi nel corso del 2017. La crescita è stata spinta da fattori congiunturali e strutturali: l'aumento della domanda del commercio mondiale, la ripresa dei prezzi delle materie prime e le politiche monetarie espansive delle banche centrali sono stati alcuni dei fattori determinanti che hanno permesso di assistere a una ripresa stabile e inclusiva. Tra le economie avanzate, gli Stati Uniti attraversano la fase matura del proprio ciclo d'espansione, mentre nell'area euro le inattese performance del 2017 hanno indotto i principali istituti monetari e statistici a rivedere le stime di crescita per gli anni futuri. Per

l'Italia, in particolare, il 2017 è stato un anno positivo, con il PIL che è atteso in crescita al tasso più alto dal 2010.
Nonostante il quadro macroeconomico sia migliorato, permangono rischi per l'economia mondiale. Tra i principali fattori individuiamo: gli effetti economici e finanziari di una possibile normalizzazione delle politiche monetarie e una possibile intensificazione delle tensioni geopolitiche. Inoltre, il diffondersi di politiche protezionistiche potrebbe frenare il commercio mondiale e l'instabilità politica in alcuni Paesi rischia di ritardare l'implementazione di riforme strutturali necessarie per innalzarne il potenziale economico.
In tale contesto economico, i principali indici azionari europei hanno chiuso il 2017 positivamente; l'indice spagnolo Ibex35 +7%, l'indice francese CAC40 +9% e il DAX30 tedesco +13%. Nello specifico, l'indice italiano FTSE Italia All Share ha registrato nell'anno una variazione positiva pari al 16%.
Il settore delle utility dell'area euro ha chiuso l'esercizio in crescita del 16%.
Infine, per quanto riguarda il titolo Enel, il 2017 si è concluso a quota 5,13 euro per azione, con un incremento del 22,5% 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 25 gennaio 2017 è stato liquidato un acconto sul dividendo pari a 0,09 euro relativo agli utili 2016 e il 26 luglio 2017 è stato pagato il saldo del dividendo per lo stesso esercizio per un analogo importo pari a 0,09 euro. L'ammontare totale dei dividendi distribuiti nel corso del 2017 è stato pari a 0,18 euro, circa il 13% in più rispetto ai 16 centesimi distribuiti nel 2016.
In relazione all'esercizio 2017, il 24 gennaio 2018 è stato pagato un acconto sul dividendo per un importo pari a 0,105 euro, mentre il pagamento del saldo del dividendo è previsto il 25 luglio 2018.
Al 31 dicembre 2017 l'azionariato Enel è composto per il 23,6% dal Ministero dell'Economia e delle Finanze, per il 57,5% da investitori istituzionali (54,0% al 31 dicembre 2016) e per il 18,9% da investitori individuali (22,4% al 31 dicembre 2016).
Gli investitori ESG (Environmental, Social e Governance) sono in continuo aumento e rappresentano, al 31 dicembre 2017, oltre l'8,6% del capitale sociale (8,0% al 31 dicembre 2016).
In generale, tale incremento riflette la maggiore attenzione del mercato finanziario agli elementi di natura non finanziaria che hanno un ruolo nella creazione di valore sostenibile di lungo termine, ambito nel quale Enel si è posta all'avanguardia con una strategia improntata alla valorizzazione delle opportunità di business derivanti dai trend dell'urbanizzazione, dell'elettrificazione della domanda e della profonda decarbonizzazione che ne consegue, per cogliere le opportunità che derivano dalla transizione energetica globale in atto e porsi come leader in tale ambito.
Un esempio tangibile di tale impegno è stata la firma della lettera di supporto alla implementazione delle linee guida volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) proposta da Bank of England e presieduta da Michael Bloomberg. Tali linee guida si pongono come obiettivo quello di sensibilizzare le aziende alla divulgazione dei probabili impatti finanziari derivanti da grandezze non finanziarie e attinenti al cambiamento climatico.
La leadership di Enel in materia ESG passa anche attraverso l'attenzione al capitale umano che, assieme agli elementi strategici puramente industriali, concorre alla promozione della crescita economica e sociale delle comunità locali con cui Enel interagisce e al rafforzamento dei ruoli e delle competenze delle proprie persone.

Per ulteriori informazioni si invita a visitare il sito web istituzionale alla sezione Investor Relations (https://www.enel.com/it/investors1) 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 primo gennaio 2017 al 31 gennaio 2018.



Fonte: Bloomberg.

Indice dei prezzi al consumo (CPI)

%

	2017	2016	2017-2016
Italia	**1,2**	**-0,1**	**1,3**
Spagna	2,0	-0,2	2,2
Russia	3,7	7,1	-3,4
Romania	1,3	-1,5	2,9
Slovacchia	1,3	-0,5	1,8
India	3,3	5,0	-1,7
Sudafrica	5,3	6,3	-1,1
Argentina	25,6	37,3	-11,7
Brasile	3,5	8,8	-5,3
Cile	2,2	3,8	-1,6
Colombia	4,4	7,5	-3,2
Messico	5,9	2,8	3,1
Perù	2,8	3,6	-0,8

Tassi di cambio

	2017	2016	2017-2016
Euro/Dollaro statunitense	1,13	1,11	2,0%
Euro/Sterlina britannica	0,88	0,82	6,5%
Euro/Franco svizzero	1,11	1,09	1,9%
Dollaro statunitense//Yen giapponese	112,15	108,81	3,0%
Dollaro statunitense//Dollaro canadese	1,30	1,33	-2,1%
Dollaro statunitense/Dollaro australiano	1,30	1,35	-3,1%
Dollaro statunitense/Rublo russo	58,32	67,01	-14,9%
Dollaro statunitense/Peso argentino	16,56	14,76	10,8%
Dollaro statunitense/Real brasiliano	3,19	3,49	-9,2%
Dollaro statunitense/Peso cileno	648,70	676,62	-4,3%
Dollaro statunitense/Peso colombiano	2.951,36	3.053,00	-3,4%
Dollaro statunitense/Nuevo sol peruviano	3,26	3,37	-3,5%
Dollaro statunitense/Peso messicano	18,92	18,68	1,2%
Dollaro statunitense/Lira turca	3,65	3,02	17,1%
Dollaro statunitense/Rupia indiana	65,11	67,18	-3,2%
Dollaro statunitense/Rand sudafricano	13,31	14,70	-10,5%

Il contesto economico energetico nel 2017

Andamento economico

Il 2017 è stato un anno caratterizzato dal rafforzamento della ripresa globale e del commercio internazionale. Il processo di crescita è sempre più continuo e inclusivo, interessando sia le economie avanzate sia quelle emergenti, favorito da fattori congiunturali e strutturali. La domanda globale è aumentata, spinta dalla crescita cinese e statunitense. La liquidità del sistema economico resta eccezionale, conseguenza delle politiche monetarie accomodanti delle maggiori banche centrali, attrici protagoniste nel panorama mondiale. Il sistema bancario è più solido, la fiducia in progressivo aumento e la volatilità dei mercati in diminuzione. Sebbene il quadro macroeconomico globale sia migliorato, persistono rischi di natura politica, legati a sentimenti indipendentisti e crisi internazionali, ed economica, per le fragilità irrisolte del sistema.
Tra i primi ricordiamo le tensioni in Spagna, le trattative per la rinegoziazione del NAFTA e quelle relative alla Brexit, il peggioramento dei rapporti tra Stati Uniti e Corea del Nord. Gli esiti delle elezioni in vari Paesi europei hanno, invece, ridotto l'instabilità politica in Europa. Tra i fattori strutturali è da sottolineare il rischio legato alla sostenibilità dei bilanci fiscali a fronte degli investimenti necessari per aumentare la produttività delle economie. Nel suddetto contesto le economie dei Paesi di presenza del Gruppo sono cresciute, mostrandosi resilienti agli shock negativi che si sono susseguiti durante l'anno. Tra questi ricordiamo i cataclismi naturali come l'alluvione che ha colpito il Perù, la stagione degli uragani e il terremoto in Messico.

Gli Stati Uniti, ormai nella fase avanzata del proprio ciclo economico, hanno confermato il ritmo di crescita degli ultimi anni. A dicembre è stata approvata la nuova riforma fiscale che darà nuovo impulso all'economia, tuttavia permane l'incertezza legata all'orientamento protezionista mostrato dalla nuova amministrazione e più in generale a frizioni nei rapporti internazionali. Negli Stati Uniti il quarto trimestre ha visto un miglioramento degli indicatori economici, il PIL è cresciuto del 2,5% nel quarto trimestre, rispetto al +2,3% del terzo trimestre. Il trend è stato principalmente sostenuto dai consumi in beni e servizi, così come da una buona performance degli investimenti e dall'incremento della bilancia commerciale. I prezzi, nonostante la flessione nei mesi centrali del 2017, sono cresciuti del 2,1% su base annua, in linea con il target della banca centrale. La dinamica inflazionistica è stata sostenuta da condizioni del mercato del lavoro estremamente positive; in conseguenza di ciò, la Federal Reserve (Fed) ha ulteriormente ridotto la liquidità del sistema finanziario effettuando tre rialzi del tasso di interesse primario e portandolo all'1,25%.

L'Eurozona è cresciuta a ritmi superiori alle aspettative dei mercati. Nell'attesa di riforme strutturali che aiuterebbero a innalzare la produttività rendendo la crescita sostenibile, l'espansione nel 2017 è stata sostenuta dalla politica monetaria accomodante della Banca Centrale Europea (BCE) e dal dissiparsi delle tensioni e dei sentimenti antieuropeisti (*e.g.*, elezioni olandesi, francesi, tedesche), che intaccavano il livello di fiducia del sistema economico. La pressione inflazionistica è ancora eterogenea tra Paesi e distante dal livello ottimale del 2%. Tuttavia, le pressioni al rialzo nel corso del 2017 hanno indotto la BCE ad annunciare la possibile fine del Quantitative Easing.

Tra i Paesi europei l'economia italiana, se saranno confermate le aspettative, crescerà all'1,5%, approssimativamente al tasso più alto dal 2010; l'espansione è stata alimentata dalla ripresa dei consumi, finanziata parzialmente dalla riduzione del risparmio preventivo delle famiglie. Il mercato del lavoro ha mostrato segnali di miglioramento: il tasso di disoccupazione, sebbene molto alto, è in diminuzione e ha raggiunto il 10,8% a dicembre, il valore più basso dalla fine del 2012. I prezzi su base annua sono cresciuti a ritmi più sostenuti rispetto al 2016, raggiungendo il picco ad aprile (+1,9%), per poi rallentare gradualmente fino al minimo annuale a dicembre (0,9%).

La Spagna continua a crescere a ritmi superiori al 3%, sostenuta da una dinamica dei consumi favorevole, che, come per l'Italia, è stata sostenuta riducendo il tasso di risparmio. La pressione inflazionistica è stata forte nel primo semestre con un valore medio pari al 2,4% su base annua, per poi ridursi nella seconda metà dell'anno portando la

media annuale al 2%. Il picco della crisi in Catalogna sembra essere passato e i rischi legati a una possibile indipendenza della regione appaiono oggi ridimensionati rispetto a qualche mese fa.

Sul piano politico le elezioni in Olanda e soprattutto in Francia hanno avuto un esito positivo dal punto di vista della stabilità, che poteva risultare maggiormente minata da una forte ascesa dei movimenti nazionalisti. In Gran Bretagna il risultato delle elezioni ha aumentato i fattori di incertezza. Il 29 marzo 2017 il primo ministro britannico Theresa May ha ufficialmente invocato l'articolo 50 del Trattato sull'Unione Europea che stabilisce la procedura applicabile nei confronti dello Stato che desidera recedere dall'UE. Le elezioni generali hanno mostrato tuttavia un partito conservatore in calo di consensi e di forza, aumentando l'incertezza circa il processo di uscita dall'UE, che non verrà definito prima dell'ultimo trimestre 2018.

Positiva la situazione economica anche in Russia, che conferma i segnali di miglioramento di fine 2016 e dei primi due trimestri del 2017, crescendo nel terzo trimestre al 2,5% su base annua; i contributi dei consumi e degli investimenti sono stati positivi, crescendo rispettivamente del 2,8% e del 4,8% rispetto allo stesso periodo del 2016. L'inflazione annuale è stata pari al 2,5%, ben al di sotto del target della Banca Centrale russa (4%), inducendo quest'ultima a un ulteriore taglio del tasso di interesse primario, portandolo al 7,8%.

In Sud America il contesto macroeconomico è stato disomogeneo, ma caratterizzato da un generale miglioramento rispetto all'anno precedente. L'Argentina, dopo i tre trimestri di recessione del 2016, è tornata a crescere, registrando un +3,1% nel secondo e un +3,9% nel terzo trimestre. Le elezioni legislative argentine hanno visto il rafforzamento della coalizione guidata dal presidente Macri, favorendo la continuità politica e permettendo all'attuale coalizione di continuare con maggiore forza con il programma di riforme fiscali necessarie per aumentare il potenziale economico e ridurre le forti pressioni inflazionistiche. Anche il Brasile, dopo 12 trimestri di recessione, ha iniziato una graduale ripresa, crescendo nel quarto trimestre del +2,2%. La diminuzione della pressione inflazionistica ha permesso alla Banca Centrale di aumentare il livello di liquidità supportando la ripresa, tuttavia l'instabilità politica potrebbe pesare sulla crescita potenziale del Paese e ritardare il processo di riforme necessario. L'economia cilena nel 2017 è cresciuta a un ritmo più basso rispetto agli ultimi anni, penalizzata dagli importanti scioperi che hanno interessato il settore estrattivo. Tuttavia il tasso di crescita del terzo trimestre, pari al 2,2% su base annua, rappresenta un miglioramento rispetto ai trimestri precedenti così come i dati mensili di fine anno. Anche qui, come in Brasile, l'inflazione è in continua diminuzione e ha consentito alla Banca Centrale di stimolare il sistema economico aumentandone la liquidità. Per la Colombia il 2017 è stato un anno di transizione. Il tasso di crescita, più basso rispetto agli anni precedenti, è stato pari in media all'1,5% nei primi tre trimestri. La diversificazione resta una dei maggiori temi dell'economia colombiana, ancora estremamente legata al settore estrattivo e quindi esposta all'andamento di fattori congiunturali piuttosto che strutturali. In Perù il 2017 è stato segnato dall'alluvione causata da El Niño che ha penalizzato la crescita nei primi trimestri dell'anno. Tuttavia, nonostante lo shock negativo, negli ultimi trimestri abbiamo assistito a una ripresa del ritmo d'espansione (2,2% nel quarto trimestre) guidata dai consumi delle famiglie, dagli export e dagli investimenti pubblici. Il Messico ha continuato a crescere a ritmi in linea con gli anni precedenti nei primi due trimestri, grazie a una favorevole dinamica dei consumi, nonostante la crescente pressione inflazionistica (6,8% su base annuale). Tuttavia i dati relativi al terzo e al quarto trimestre registrano un PIL rispettivamente pari al +1,7% e al +1,5%, per la prima volta dal primo trimestre 2014 al di sotto del 2%. Il rallentamento è stato condizionato dalla frenata dei consumi e degli export. La rinegoziazione degli accordi commerciali con Stati Uniti e Canada (accordi NAFTA), iniziata nel 2017 e che proseguirà nel 2018, ha rappresentato una delle maggiori fonti di volatilità per la valuta e di potenziale rischio per l'economia messicana.

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

%

	2017	2016
Italia	**1,5**	**1,1**
Spagna	3,1	3,3
Portogallo	2,6	1,5
Grecia	1,4	-0,3
Francia	1,9	1,1
Romania	6,7	4,8
Russia	1,6	-0,4
Brasile	1,0	-3,5
Cile	1,5	1,5
Colombia	1,5	2,0
Messico	2,2	2,7
Perù	2,7	4,1
Canada	3,0	1,4
USA	2,2	1,5

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 2017 i prezzi del petrolio sono stati caratterizzati da due fasi ben distinte: una prima parte dell'anno caratterizzata da una sostanziale stabilità dei prezzi culminata con i minimi in area 45 $/bbl di fine giugno e un'altra, a partire da fine agosto, di costante crescita. Dal punto di vista dei fondamentali, il mercato petrolifero nel 2017 ha visto diminuire gli ampi surplus di offerta registrati nel triennio 2014-2016 grazie a una riduzione del livello delle inventory, una forte domanda mondiale e un generale accordo tra i Paesi OPEC e non OPEC di rispettare i tagli alla produzione precedentemente concordati. Tutto ciò ha generato una pressione crescente sul livello dei prezzi con quello del greggio che a fine anno ha superato ampiamente i 65 $/bbl.

Nonostante la crescente attenzione globale per le tematiche ambientali il prezzo del carbone ha registrato livelli molto più elevati rispetto al 2016 principalmente per tre ordini di fattori: la forte crescita della domanda in Cina; le eccessive temperature durante le stagioni estive; numerosi problemi strutturali in Indonesia e Australia che hanno limitato i flussi internazionali riducendone la disponibilità.

Il mercato del gas, invece, è stato caratterizzato da un crescente ruolo del gas naturale liquefatto (GNL) e da una domanda europea in forte crescita spinta sia da fattori stagionali sia dalla minore offerta del nucleare francese nella prima parte dell'anno. Tutto ciò ha determinato una pressione al rialzo rispetto all'anno precedente.

I mercati dell'energia elettrica

La domanda di energia elettrica

Andamento della domanda di energia elettrica
GWh

	2017	2016	2017-2016
Italia	**320.437**	**314.261**	**2,0%**
Spagna	252.720	250.099	1,0%
Romania	64.016	62.707	2,1%
Russia [1]	795.690	781.110	1,9%
Slovacchia	30.973	30.103	2,9%
Argentina	136.700	137.278	-0,4%
Brasile [2]	572.223	567.585	0,8%
Cile [2] [3]	73.682	72.958	1,0%
Colombia	66.861	66.150	1,1%

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

Il 2017 è stato un anno caratterizzato da una sostanziale e omogenea ripresa della domanda elettrica in quasi tutti i Paesi di presenza del Gruppo Enel.

In Europa, grazie alle temperature particolarmente calde durante l'estate e fredde nell'ultima parte dell'anno, la crescita del fabbisogno energetico ha mostrato un incremento dell'1% rispetto allo scorso anno. A tale risultato positivo ha contribuito la ripresa economica di alcuni settori, come quello industriale, che hanno ben performato durante la seconda metà dell'anno. In Italia e in Spagna si registrano incrementi rispettivamente del 2,0% e dell'1,0% dovuti principalmente a effetti climatici e a una ripresa dei consumi in tutti i settori.

In Russia, nel 2017 si rileva una crescita (+1,9%) rispetto al 2016, segnale positivo se confrontato con il contesto recessivo in cui versa il Paese.

Continua la crescita dei Paesi del Sud America, a eccezione dell'Argentina, che ha registrato una flessione (-0,4%) a causa dell'incremento tariffario, con incrementi lievemente più alti rispetto a quelli registrati l'anno precedente. Brasile +0,8%, Colombia +1,1% e Cile +1,0%.

Italia

Produzione e domanda di energia elettrica in Italia
Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Produzione netta:				
- termoelettrica	199.500	190.771	8.729	4,6%
- idroelettrica	37.530	43.785	(6.255)	-14,3%
- eolica	17.492	17.523	(31)	-0,2%
- geotermoelettrica	5.785	5.867	(82)	-1,4%
- fotovoltaica	24.811	21.757	3.054	14,0%
Totale produzione netta	**285.118**	**279.703**	**5.415**	**1,9%**
Importazioni nette	37.760	37.026	734	2,0%
Energia immessa in rete	**322.878**	**316.729**	**6.149**	**1,9%**
Consumi per pompaggi	(2.441)	(2.468)	27	-1,1%
Energia richiesta sulla rete	**320.437**	**314.261**	**6.176**	**2,0%**

Fonte: dati Terna - Rete Elettrica Nazionale (Rapporto mensile - consuntivo dicembre 2017).

L'*energia richiesta in Italia* nel 2017 registra un incremento del 2,0% rispetto al valore registrato nel 2016, attestandosi a 320.437 milioni di kWh. L'energia richiesta è stata soddisfatta per l'88,2% dalla produzione netta nazionale destinata al consumo (stessa percentuale nel 2016) e per il restante 11,8% dalle importazioni nette (invariato rispetto al 2016).

Le *importazioni nette* nel 2017 registrano un incremento di 734 milioni di kWh, riflettendo sostanzialmente l'aumento della domanda sul mercato nazionale.

La *produzione netta* nel 2017 registra un incremento dell'1,9% (5.415 milioni di kWh in valore assoluto), attestandosi a 285.118 milioni di kWh. In particolare, in un contesto caratterizzato dal maggior fabbisogno di energia elettrica e da una minore idraulicità a seguito della siccità che ha colpito il nostro Paese, è cresciuto il ricorso alla generazione da fonte termoelettrica (con un incremento pari a 8.729 milioni di kWh). Si rileva, inoltre, un forte incremento nella generazione da fonte fotovoltaica (+3.054 milioni di kWh) che ha registrato nel 2017 il massimo storico di volumi prodotti a seguito delle sempre maggiori installazioni.

Spagna

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato peninsulare

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Produzione netta	248.404	248.502	(98)	-
Consumo per pompaggi	(3.676)	(4.819)	1.143	23,7%
Importazioni nette [1]	7.992	6.416	1.576	24,6%
Energia richiesta sulla rete	**252.720**	**250.099**	**2.621**	**1,0%**

(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 2017). I volumi del 2016 sono aggiornati al 3 febbraio 2018.

L'*energia richiesta* nel mercato peninsulare nel 2017 risulta in incremento dell'1,0% rispetto al 2016, attestandosi a 252.720 milioni di kWh. Tale richiesta è stata solo parzialmente soddisfatta dalla produzione netta nazionale.

Le *importazioni nette* nel 2017 risultano in incremento rispetto ai valori registrati nell'esercizio 2016; tale crescita è essenzialmente connessa all'effetto netto tra esportazioni e importazioni, dovuto principalmente al fermo di alcuni impianti nucleari francesi nella prima parte dell'anno.

La *produzione netta* nel 2017 è in decremento di 98 milioni di kWh attestandosi a 248.404 milioni di kWh.

Produzione e domanda di energia elettrica nel mercato extrapeninsulare

Milioni di kWh

	2017	2016	2017-2016	
Produzione netta	14.220	13.778	442	3,2%
Importazioni nette	1.179	1.251	(72)	-5,8%
Energia richiesta sulla rete	**15.399**	**15.029**	**370**	**2,5%**

Fonte: dati Red Eléctrica de España (*Estadística diaria del sistema eléctrico español extrapeninsular* - consuntivo dicembre 2017). I volumi del 2016 sono aggiornati al 29 gennaio 2018.

L'*energia richiesta* nel mercato extrapeninsulare nel 2017 risulta in incremento (+2,5%) rispetto al valore registrato nel 2016, attestandosi a 15.399 milioni di kWh. Tale richiesta è stata solo in parte soddisfatta dalla produzione netta realizzata direttamente nel territorio extrapeninsulare per il 92,3% e dalle importazioni nette, tutte derivanti dal sistema peninsulare, per il restante 7,7%. Queste ultime ammontano nel 2017 a 1.179 milioni di kWh.

La *produzione netta* nel 2017 evidenzia un incremento del 3,2% (+442 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 2017 (€/MWh)	Variazione prezzo medio baseload 2017-2016	Prezzo medio peakload 2017 (€/MWh)	Variazione prezzo medio peakload 2017-2016
Italia	**53,9**	**26,2%**	**61,8**	**28,2%**
Spagna	52,2	31,8%	57,1	26,9%
Russia	17,2	11,7%	20,0	12,4%.
Slovacchia	41,0	29,8%	56,1	39,9%
Brasile	84,3	-	151,4	-
Cile	52,4	-4,7%	126,2	-1,9%
Colombia	31,3	-63,9%	60,1	-75,5%

Andamento prezzi nei principali mercati

Centesimi di euro/kWh

	2017	2016	2017-2016
Mercato finale (residenziale) [1]			
Italia	0,21	0,24	-9,9%
Francia	0,17	0,17	-0,5%
Portogallo	0,23	0,23	-1,7%
Romania	0,12	0,12	-3,9%
Spagna	0,23	0,22	2,7%
Slovacchia	0,14	0,15	-3,0%
Mercato finale (industriale) [2]			
Italia	0,10	0,10	-2,6%
Francia	0,06	0,06	-4,5%
Portogallo	0,10	0,09	10,0%
Romania	0,07	0,07	1,4%
Spagna	0,09	0,08	6,5%
Slovacchia	0,11	0,10	5,6%

(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.
	2017				2016			
Borsa dell'energia elettrica - PUN IPEX (€/MWh)	57,4	44,9	51,6	61,8	39,6	34,5	40,9	56,0
Utente domestico residente con consumo annuo oltre 1.800 kWh (€/kWh): prezzo al netto di imposte [1]	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2

(1) I dati del 2016 fanno riferimento ad abitazioni di residenza anagrafica con potenza impegnata fino a 3 kW con un consumo annuo superiore ai 2.640 kWh.
Fonte: GME (Gestore dei Mercati Energetici); ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Nel 2017, i prezzi di vendita dell'energia elettrica in Italia evidenziano una crescita del 26,2% dovuta principalmente alla minor produzione da fonte rinnovabile (fonte idro), fenomeno che ha caratterizzato l'intero anno, alla crisi del nucleare francese e all'emergenza gas avuta a dicembre 2017.

Il prezzo medio annuo (al netto delle imposte) per l'utenza domestica residente con consumo annuo oltre 1.800 kWh stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) è pari a 0,15 €/kWh, non confrontabile con il prezzo medio del 2016 per un cambio della definizione degli scaglioni da parte dell'ARERA stessa.

I mercati del gas naturale

Domanda di gas naturale

Milioni di m^3

	2017	2016	2017-2016	
Italia	**70.015**	**66.249**	**3.766**	**5,7%**
Spagna	30.180	27.651	2.529	9,1%

Il 2017 è stato caratterizzato da un aumento della domanda di gas naturale sia in Italia (+5,7%) sia in Spagna (+9,1%).

Italia

Domanda di gas naturale in Italia

Milioni di m^3

	2017	2016	2017-2016	
Reti di distribuzione	30.969	29.998	971	3,2%
Industria	13.563	12.693	870	6,8%
Termoelettrico	24.078	22.156	1.922	8,7%
Altro (1)	1.405	1.402	3	0,2%
Totale	**70.015**	**66.249**	**3.766**	**5,7%**

(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 2017 si attesta a 70.015 milioni di metri cubi, registrando un incremento del 5,7% rispetto all'esercizio precedente.
In ripresa i consumi in tutti i settori, trainati dal comparto industriale (+6,8%), per la ripresa economica del settore, e dal settore termoelettrico (+8,7%), favorito da una minore disponibilità di fonti rinnovabili.

Andamento dei prezzi

	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
	2017				2016			
Utente domestico tipo con consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m^3 (€/Sm^3): prezzo al netto di imposte	0,45	0,44	0,42	0,44	0,47	0,41	0,42	0,43

Fonte: ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Il prezzo medio annuo di vendita del gas naturale in Italia nel 2017 ha registrato un aumento dell'1,4%.

Aspetti normativi e tariffari

Il quadro regolamentare europeo

EMIR

Il 4 maggio 2017 la Commissione Europea ha pubblicato una proposta di revisione della European Market Infrastructure Regulation (EMIR). In sintesi la proposta conferma l'attività di monitoraggio delle soglie oltre le quali scatta l'obbligo di clearing centrale di derivati OTC a carico delle controparti non finanziarie, e specifica che l'obbligo di clearing vale per le sole asset classes per cui tale soglia è superata. Allo stesso tempo, la proposta della Commissione conferma anche l'esenzione per le attività di hedging e modifica la metodologia per il calcolo della posizione rilevante ai fini del confronto annuale con la soglia di clearing, che dovrà essere basata sulla media delle posizioni di chiusura di marzo, aprile e maggio. Inoltre, la Commissione propone una complessiva semplificazione degli obblighi di reporting a carico di controparti finanziarie e non finanziarie.
Il 14 dicembre 2017 il Consiglio dell'Unione Europea ha pubblicato il suo General Approach, che formerà la base per le negoziazioni con Commissione e Parlamento Europeo nell'ambito della procedura legislativa europea di trilogo, che si svilupperà lungo il 2018. Il Consiglio ha confermato l'impianto generale della proposta della Commissione, introducendo alcune proposte di emendamento in merito al calcolo annuale della posizione e alla semplificazione degli obblighi di reporting.

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. 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 e 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), l'obbligo di installare punti di ricarica per i veicoli elettrici negli edifici nuovi pubblici e la promozione delle reti e degli edifici intelligenti.

I Distribution Service Operator (DSO) 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, 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, 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 e a promuovere le infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici, nonché la correlazione tra il finanziamento delle misure e i risultati conseguiti in termini energetici.

La Commissione Europea propone, inoltre, 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).

Dalla sua presentazione nel 2016 fino alla fine del 2017 Parlamento e Consiglio hanno lavorato sui diversi dossier per raggiungere un approccio condiviso sulle proposte della Commissione. Durante il 2018 avranno luogo i triloghi tra Parlamento, Consiglio e Commissione Europea per definire il testo finale delle direttive e dei regolamenti che compongono il Clean Energy Package.

Pacchetto legislativo "Mobilità pulita"

Nel corso del 2017 la Commissione Europea ha emesso il pacchetto cosiddetto "Mobilità pulita", contenente una serie di proposte legislative e altre iniziative volte a rendere il traffico più sicuro, a incoraggiare l'adozione di sistemi di pedaggio intelligenti e a ridurre le emissioni di CO_2, l'inquinamento atmosferico e la congestione del traffico. Il pacchetto consiste di due parti: una prima pubblicata a maggio 2017 e una seconda a novembre 2017. Proposte aggiuntive, tra cui una relativa a standard di emissione di CO_2 per i veicoli pesanti, saranno pubblicate nella prima metà del 2018.

Le principali iniziative adottate nella prima parte sono volte a incoraggiare l'adozione di sistemi di pedaggio basati sulla distanza percorsa in modo da rispecchiare in modo più realistico l'utilizzo, le emissioni e l'inquinamento prodotto dai veicoli. In particolare, la proposta prevede l'inclusione nei pedaggi dei costi esterni derivati dall'inquinamento acustico e dell'aria, oltre a benefici per i veicoli a zero emissioni.

Con la seconda parte del pacchetto hanno visto la luce tre iniziative principali. La prima fissa standard di emissione di CO_2 per nuove autovetture e veicoli leggeri al 2025 (riduzione del 15% rispetto ai limiti del 2021) e al 2030 (riduzione del 30% rispetto ai limiti del 2021). È altresì previsto un meccanismo premiante per accelerare la transizione verso veicoli a zero e a basse emissioni.

La seconda iniziativa, una proposta di revisione della direttiva sui veicoli puliti (direttiva 2009/33/CE), fornisce una chiara definizione di "veicolo pulito" (basato su soglie d'emissione di inquinanti e CO_2 combinati) ed è volta a promuovere soluzioni per una mobilità pulita negli appalti pubblici tramite un sistema di obiettivi d'acquisto per gli Stati membri, offrendo così un forte stimolo alla domanda e all'ulteriore diffusione di soluzioni di mobilità pulita.

Infine, la terza iniziativa prevede un piano di azione e una serie di soluzioni di investimento per la diffusione a livello transeuropeo di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, con l'obiettivo di accrescere il livello di ambizione dei piani nazionali presentati nel quadro della direttiva sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (direttiva 2014/94/UE), di aumentare gli investimenti e di fare in modo che i consumatori li accolgano con favore.

Il quadro regolamentare italiano

L'attuale assetto del mercato elettrico italiano è il risultato del processo di liberalizzazione avviato nel 1992 con la direttiva comunitaria 1992/96/CE, recepita nell'ordinamento italiano dal decreto legislativo n. 79/1999. Con tale decreto sono state stabilite: la liberalizzazione delle attività di produzione e vendita dell'elettricità; la riserva nei confronti di un gestore di rete indipendente delle attività di trasmissione e dispacciamento; l'affidamento in concessione dell'attività di distribuzione 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 2003/54/CE e 2009/72/CE, rispettivamente con la legge n.125/2007 e con il decreto legislativo n. 93/2011, ha contribuito a consolidare il percorso intrapreso, in particolare attraverso la completa apertura del mercato retail e la riconferma della completa indipendenza del gestore della rete di trasmissione nazionale (già disposta dal decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004) tramite la sua separazione proprietaria dagli altri operatori della filiera.

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale ha avuto invece inizio con la direttiva 1998/30/CE, recepita in Italia nel 2000 con il decreto legislativo n. 164, che ha previsto la liberalizzazione delle attività di importazione, produzione e vendita del gas e la separazione societaria delle attività di gestione delle infrastrutture di rete dalle altre attività del settore. In merito al modello di unbundling delle attività di trasporto dalle 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 2009/73/CE.

Con il decreto del 10 novembre 2017, i Ministeri dell'Ambiente e dello Sviluppo Economico hanno adottato la Strategia Energetica Nazionale 2017. Il documento, in linea con il Piano dell'Unione dell'Energia e con la Roadmap europea al 2050, stabilisce gli obiettivi di sviluppo per il settore energetico al 2030 in ambito di competitività, sostenibilità ambientale e sicurezza degli approvvigionamenti.

Con la Legge di Bilancio di previsione 2018 (legge 27 dicembre 2017, n. 205), che ha attribuito all'AEEGSI compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico è diventata ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Nei paragrafi seguenti, oltre a delineare il quadro generale della regolazione, vengono descritti i principali provvedimenti di natura regolatoria pubblicati nel 2017 sia di carattere trasversale sia specifici per singola attività della filiera.

Generazione e mercato all'ingrosso

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. Gli impianti sono qualificati essenziali in ra-

gione della loro ubicazione territoriale, delle caratteristiche tecniche, nonché della loro rilevanza per la soluzione da parte di Terna di specifiche criticità della rete. Per tali impianti, a fronte di obblighi di disponibilità e di vincoli di offerta sul mercato, viene riconosciuta una specifica remunerazione definita dall'AEEGSI.
Con le delibere nn. 910/2017/R/eel, 928/2017/R/eel e 911/2017/R/eel sono stati rispettivamente ammessi a reintegro costi per l'anno 2018 gli impianti essenziali di Assemini, Brindisi Sud e Portoferraio di Enel Produzione. L'impianto di Porto Empedocle di Enel Produzione, invece, è soggetto a regime di reintegro costi pluriennale fino al 2025. La restante parte di capacità è stata contrattualizzata nell'ambito di contratti alternativi.

La normativa ha 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 il decreto del MISE 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/I/eel l'AEEGSI ha proposto al MISE di anticipare l'entrata in funzione del Mercato della Capacità, prevedendone una fase di prima attuazione che dovrebbe partire dal 2018 e concludersi entro il 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 contributo 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 MISE, previa notifica e approvazione del meccanismo da parte della Commissione Europea.
In data 7 febbraio 2018 la Commissione Europea ha rilasciato parere favorevole al meccanismo italiano relativo al mercato della capacità fornendo precisazioni relative ad alcune caratteristiche del disegno di mercato.
Con la delibera n. 398/2017/R/eel l'AEEGSI, nell'ambito della disciplina transitoria della remunerazione della capacità produttiva, ha definito i criteri per la determinazione del corrispettivo "S", per il periodo compreso tra il 1° gennaio 2015 e il 31 dicembre 2015, destinando al riconoscimento dello stesso un importo pari a 60 milioni di euro. L'AEEGSI ha previsto che Terna effettui il riconoscimento degli importi per l'anno 2015 entro il 30 giugno 2017.
Con la delibera n. 418/2017/R/eel l'AEEGSI, nell'ambito della disciplina transitoria della remunerazione della capacità produttiva, ha definito i criteri per la determinazione del corrispettivo CAP1 per il periodo compreso tra il 1° gennaio 2016 e il 31 dicembre 2016. Ai sensi della succitata delibera, l'importo destinato alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento del suddetto corrispettivo è pari a 130 milioni di euro. L'AEEGSI ha previsto che Terna effettui il riconoscimento degli importi per l'anno 2016 entro il 30 giugno 2017.
Con la delibera n. 844/2017/R/eel l'AEEGSI ha inoltre definito i criteri per la determinazione del corrispettivo CAP1 per il periodo compreso tra il 1° gennaio 2017 e il 31 dicembre 2017. Ai sensi della succitata delibera, l'importo destinato alla copertura degli oneri derivanti dal riconoscimento del suddetto corrispettivo è pari a 117,4 milioni di euro. L'AEEGSI ha previsto che Terna effettui il riconoscimento degli importi per l'anno 2017 entro il 31 dicembre 2017.

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 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 MSD 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 la 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 MSD, 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 Sud.
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 posto in essere dalla centrale di Brindisi Sud sul MSD. Il procedimento si è concluso nel mese di maggio 2017, con l'accettazione degli impegni presentati da Enel SpA ed Enel Produzione e senza l'irrogazione di sanzioni. Gli impegni, in particolare, consistono nell'introduzione di un cap, per gli anni 2017-2019, ai ricavi annuali complessivi conseguibili dall'impianto di Brindisi Sud, al netto dei costi variabili riconosciuti ai sensi della regolamentazione vigente in materia. Il cap è destinato a trovare applicazione anche in caso di ammissione dell'impianto al regime di reintegrazione dei costi di cui alla delibera n.111/2006.
In merito al procedimento avviato dall'AEEGSI con la delibera n. 342/2016/E/eel, la medesima AEEGSI con la delibera n. 314/2017/R/eel ha accolto l'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto di Brindisi Sud per l'anno 2017, procedendo alla chiusura del procedimento. La delibera n. 314/2017/R/eel, inoltre, dispone, in relazione agli impegni assunti da Enel Produzione nell'ambito del procedimento dinanzi all'AGCM, che gli eventuali importi eccedenti i limiti di remunerazione dell'impianto proposti per il biennio 2018-2019 siano restituiti a Terna.

Con la delibera n. 300/2017/R/eel l'AEEGSI ha definito i criteri per consentire alla domanda e alle unità di produzione non già abilitate (comprese quelle alimentate da fonti rinnovabili non programmabili e la generazione distribuita) la possibilità di partecipare al MSD attraverso progetti pilota.

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 MSD. 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.
Con la delibera n. 419/2017/R/eel, l'AEEGSI ha stabilito che, con decorrenza 1° settembre 2017, fosse operativa la nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, dato dalla differenza tra i programmi delle unità di consumo e quelli delle unità di produzione al netto degli scambi tra zone di mercato italiane e con l'estero.
La delibera ha inoltre previsto il ripristino del meccanismo single pricing per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per i punti di dispacciamento per tutte le unità di produzione e consumo non abilitate nonché la pubblicazione, da parte di Terna SpA, del segno preliminare dello sbilanciamento aggregato zonale con le tempistiche più stringenti previste dalla normativa UE.
Con la medesima delibera l'AEEGSI ha altresì introdotto, con effetti dal 1° luglio 2017, il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale per le unità di consumo e di produzione non abilitate.

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 possono detenere quote di mercato al massimo fino al 55% dei consumi nazionali.

La "Borsa gas" è operativa dal 2010, mentre dal 2011 l'AEEGSI ha avviato il mercato del bilanciamento. Successivamente il Mercato a Termine del gas (MT gas) ha completato l'assetto del mercato all'ingrosso italiano, aggiungendosi nel 2013 alla "Borsa gas". Per quanto riguarda il mercato del bilanciamento, in attuazione del regolamento europeo n. 312/2014, l'AEEGSI ha ridefinito, con avvio dal 2016, le regole di funzionamento, al fine di aumentare la disponibilità di risorse flessibili per bilanciare il sistema e migliorare il set informativo degli utenti. Nel 2017 il MISE ha previsto l'avvio dal 2018 della figura del market maker nell'ambito dei mercati organizzati dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

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.

L'attività di stoccaggio è svolta in regime di concessione rilasciata dal MISE ai richiedenti che abbiano i requisiti definiti dal decreto legislativo n. 164/2000. Il MISE con apposito decreto stabilisce annualmente i criteri di allocazione della capacità attraverso i meccanismi di asta competitiva.

L'attività di GNL è svolta dietro rilascio di apposita autorizzazione ministeriale in modo da garantire il Third Party Access (TPA). Il MISE con proprio decreto può concedere l'esenzione dal TPA. In merito alla rigassificazione, l'AEEGSI nel 2017 ha previsto il superamento delle attuali modalità di conferimento della capacità a tariffa attraverso l'introduzione a partire dal 2018 di meccanismi di asta competitiva.

L'attività di trasporto, definita con criteri regolatori per periodi tariffari, continua a prevedere corrispettivi aggiornati annualmente dall'AEEGSI. Nel 2017 l'AEEGSI ha prorogato, con alcuni correttivi, i criteri del periodo 2014-2017 per il biennio 2018-2019. Tali criteri sono stati impugnati da Enel Trade in continuità con i contenziosi pregressi: risulta al momento ancora pendente il contenzioso sul periodo 2010-2013 dinanzi al Consiglio di Stato e quello sul periodo 2014-2017 dinanzi al TAR.

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 ha definito i criteri per il nuovo periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica in vigore per i successivi 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 i tempi e la 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 investimenti 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 le delibere n. 188/2017/R/eel e n. 199/2017/R/eel l'AEEGSI ha approvato le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2016, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2015.

Con le delibere n. 286/2017/R/eel e n. 287/2017/R/eel l'AEEGSI ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per l'anno 2017 sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2016.

Secondo le previsioni della delibera n. 654/2015/R/eel, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, devono essere pubblicate entro il 28 febbraio 2018, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016.

Con riferimento ai sistemi di smart metering di seconda generazione, con la delibera n. 222/2017/R/eel l'AEEGSI ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione relativo alla messa in servizio dei contatori nel periodo 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1° gennaio 2017, e ha definito anche il costo standard rispetto al quale saranno calcolati gli incentivi all'efficienza.

La delibera n. 646/2016/R/eel garantisce la sostanziale invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali. Tra le condizioni da rispettare per l'approvazione del piano, l'AEEGSI ha richiesto un monitoraggio in campo delle performance di comunicazione tra i contatori 2G e i dispositivi utente, lungo la cosiddetta "chain 2", per un periodo di almeno quattro mesi, esteso successivamente al 30 aprile 2018.

Con la delibera n. 229/2017/R/eel l'AEEGSI ha previsto alcune disposizioni in merito alla prima configurazione dei misuratori 2G per la loro messa in servizio e i relativi obblighi informativi a vantaggio dei clienti finali. La successiva delibera n. 248/2017/R/eel definisce le modalità e le tempistiche di messa a disposizione al Sistema Informativo Integrato (SII) e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G. Infine, la delibera n. 700/2017/R/eel definisce le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai fini del settlement per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi di smart metering 2G.

Riguardo alla qualità del servizio, l'AEEGSI, con la delibera n. 646/2015/R/eel e s.m.i., ha definito la regolazione output 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.

Con specifico riferimento alle tematiche relative all'incremento della resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, la delibera n.127/2017/R/eel ha introdotto l'estensione degli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate, a carico degli operatori di rete, e le modalità di compartecipazione fra gli stessi operatori al raggiungimento del limite delle 72 ore.

La successiva delibera n. 861/2017/R/eel ha modificato il TIQE precisando alcuni aspetti della regolazione della qualità del servizio di distribuzione, quali l'accesso al Fondo per Eventi Eccezionali da parte degli operatori di rete, la comunicazione dei dati di qualità della tensione, il computo dei

tempi per le prestazioni di qualità commerciale del servizio elettrico.
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. 268/2015/R/eel l'AEEGSI ha definito il "Codice di Rete tipo" del servizio di trasporto (CADE) che regola le garanzie che i venditori devono prestare ai distributori, i termini di pagamento del servizio di trasporto e i terminì 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 in relazione al servizio di trasporto, diverse sentenze dei giudici amministrativi intervenute fra maggio 2016 e novembre 2017 hanno annullato in parte le disposizioni dell'AEEGSI relativamente all'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri di sistema nell'ambito dei contratti di trasporto fra distributori e venditori. In ottemperanza alle suddette sentenze, l'AEEGSI, con la delibera n. 109/2017/R/eel, ha stabilito una disciplina transitoria che ha previsto una riduzione del 4,9% sull'importo delle garanzie relativo agli oneri di sistema (pari a una percentuale media degli importi non riscossi da parte dei venditori) e ha avviato una revisione del Codice di Rete con il documento di consultazione n. 597/2017/R/eel.

Relativamente alle procedure e alle condizioni economiche per la connessione degli impianti di produzione alle reti di distribuzione, l'AEEGSI con la delibera n. 581/2017/R/eel ha aggiornato il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), al fine di implementare le disposizioni di semplificazione previste dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 per la connessione e l'esercizio degli impianti di microcogenerazione alimentati da fonti rinnovabili.
Con riferimento alla regolazione delle reti private (in particolare Sistemi di Distribuzione Chiusi e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo), la delibera n. 276/2017/R/eel ha aggiornato i relativi Testi Integrati, recependo le previsioni di cui all'art. 6, comma 9, del decreto legge n. 244/2016 cosiddetto "Milleproroghe" in tema di oneri generali di sistema.
Con la delibera n. 582/2017/R/eel l'AEEGSI ha posticipato la data di applicazione delle previsioni regolatorie in relazione alle Reti Interne d'Utenza (RIU) dal 1° ottobre 2017 al 1° gennaio 2018. La successiva delibera n. 894/2017/R/eel ha aggiornato la definizione di unità di consumo e ha posticipato al 30 giugno 2018 la data entro cui i cosiddetti "clienti finali nascosti" sono tenuti ad auto-dichiararsi.
Con la delibera n. 162/17/CIR, l'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni (AGCOM) ha definito i corrispettivi per l'accesso da parte degli operatori di telecomunicazioni all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione per la posa di fibra ottica, ai sensi del decreto legislativo 15 febbraio 2016, n. 33. Di conseguenza e-distribuzione ha pubblicato le Condizioni generali di accesso alla propria infrastruttura elettrica, il Regolamento tecnico e le Norme tecniche nelle quali sono recepite le disposizioni dell'AGCOM.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Con il decreto interministeriale dell'11 gennaio 2017 sono stati definiti i nuovi obiettivi di efficienza energetica per gli anni 2017-2020 nonché le nuove linee guida per il funzionamento del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).
Per quanto riguarda le tempistiche per assolvere ai propri obblighi, il decreto ha previsto che la quota eccedente l'obbligo minimo del 60% debba essere compensata entro l'anno successivo (e non entro i due anni successivi come in passato).
È inoltre stata prevista la possibilità per il distributore di adempiere all'obbligo in due sessioni nello stesso anno (31 maggio e 30 novembre) anziché in una sola, come previsto precedentemente. Il decreto ha demandato all'AEEGSI il compito di definire i criteri e le modalità di copertura dei costi sostenuti dai distributori.
Con la delibera n. 435/2017/R/efr l'AEEGSI ha quindi approvato la revisione delle regole di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas per gli anni d'obbligo a partire dal 2017.
In particolare, sono state riviste sia le modalità di determinazione del contributo tariffario "di riferimento" (identificato in precedenza come "preventivo"), fissato *ex ante* come media dei livelli dei contributi definitivi nei precedenti due anni d'obbligo, sia i parametri alla base del calcolo del contributo "definitivo".
L'AEEGSI ha inoltre previsto la corresponsione di un acconto

del contributo tariffario entro la sessione del 30 novembre. In merito ai criteri di erogazione del contributo tariffario, l'AEEGSI ha infine previsto l'introduzione, dall'anno d'obbligo 2017, del principio di competenza in luogo di quello di cassa, secondo cui per le quote residue previste nell'anno d'obbligo che sono assolte nell'anno successivo è riconosciuto il contributo definitivo relativo all'anno d'obbligo di riferimento.

Successivamente, con la delibera n. 634/2017/R/efr l'AEEGSI ha posticipato di un anno l'introduzione del criterio di competenza con forme di gradualità che prevedono la sua completa entrata regime in un periodo di ulteriori quattro anni.

Con la determina n. 10 del 14 luglio 2017, l'AEEGSI ha fissato a 191,40 €/TEE il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2016. Il contributo tariffario di riferimento per l'anno d'obbligo 2017 è stato invece fissato pari a 170,29 €/TEE; quest'ultimo sarà rivisto sulla base dei prezzi di mercato a consuntivo del periodo di riferimento.

Riforma tariffe elettriche per i clienti domestici

Con delibera n. 782/2016/R/eel l'AEEGSI ha previsto, a partire dal 1° gennaio 2017, il completo superamento della progressività tariffaria per quanto riguarda la tariffa di distribuzione.

Per gli oneri generali di sistema è stato previsto, invece, per il 2017 un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività. La riforma sugli oneri di sistema sarebbe dovuta entrare a regime dal 1° gennaio 2018, con il completo abbandono della struttura progressiva. Con la segnalazione n. 733/2017/I/eel del 2 novembre 2017 al Governo e al Parlamento e con la memoria del 30 novembre 2017 (provvedimento n. 805/2017/I/eel) richiesta dal Presidente della X Commissione della Camera dei Deputati, l'AEEGSI ha, tuttavia, evidenziato gli effetti, a partire dal 2018, sulla spesa annua per energia elettrica dei clienti domestici dovuti agli aggiornamenti tariffari conseguenti sia alla revisione della disciplina sulle agevolazioni alle imprese energivore, sia all'ultima fase della riforma tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti domestici. A seguito delle indicazioni ricevute da Governo e Parlamento, l'AEEGSI, con la delibera n. 867/2017/R/eel, ha differito l'attuazione dell'ultima fase della riforma degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, prevedendo di mantenere fino al 31 dicembre 2018 le strutture tariffarie attualmente vigenti.

Riforma struttura oneri generali di sistema

Con la delibera n. 922/2017/R/eel l'AEEGSI dà attuazione a quanto disposto dalla delibera n. 481/2017/R/eel, prevedendo che, a decorrere dal 1° gennaio 2018, le aliquote degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti da applicare a tutte le tipologie di contratto di cui al comma 2.2 del Testo integrato trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIT) siano distinte in "Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione" (ASOS), "Rimanenti oneri" (ARIM), UC3 e UC6.

Con la delibera citata viene implementata la riforma della struttura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici in attuazione della legge n. 21 del 25 febbraio 2016.

Riforma agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica

Nell'ambito della riforma degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, con la delibera n. 921/2017/R/eel l'AEEGSI ha definito le disposizioni attuative per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, come disciplinato dal decreto del MISE del 21 dicembre 2017, con decorrenza 1° gennaio 2018.

La delibera prevede l'applicazione di aliquote differenziate della componente ASOS (secondo il nuovo raggruppamento degli oneri generali introdotto con la delibera n. 481/2017/R/eel) tra clienti non agevolati e clienti agevolati, ossia a forte consumo di energia, in funzione della classe di agevolazione di appartenenza, come definita dal decreto del 21 dicembre 2017.

Tali previsioni hanno impatto anche sulle configurazioni di rete private.

Vendita

Energia elettrica

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

L'esercizio dell'attività di salvaguardia è assegnato ai venditori del mercato libero su base territoriale tramite aste triennali. Per il periodo 2017-2018, a seguito della procedu-

ra 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 dei costi operativi, degli ammortamenti e degli oneri di morosità e una congrua remunerazione del capitale investito. Con le delibere n. 816/2016/R/eel e n. 927/2017/R/eel sono stati definiti i livelli di remunerazione per il 2017 e il 2018.

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'energia 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 per entrambi i settori (elettrico e gas) dei processi commerciali di voltura e switching e dei dati di misura, oltre, per il solo settore elettrico, alle 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 copertura degli oneri derivanti dalla gestione di tale processo, con la delibera n. 291/2017/R/eel l'AEEGSI ha individuato i criteri di ripartizione sulla base dei quali l'Agenzia delle Entrate ha calcolato il contributo forfetario spettante alle singole imprese di vendita relativo all'anno 2016 e 2017 e ha erogato quello relativo all'anno 2016.

È stata approvata il 4 agosto 2017 la legge n. 124 cosiddetta "legge annuale sulla concorrenza" che prevede dal 1° luglio 2019 il superamento dei regimi di tutela di prezzo (elettrico e gas), attribuendo all'AEEGSI il compito di disciplinare il servizio di salvaguardia ai clienti precedentemente rientranti nel perimetro della maggior tutela attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero.
La legge ha inoltre previsto l'istituzione presso il MISE di un Elenco Venditori Elettricità che abiliti le imprese all'attività di vendita nel mercato retail sulla base di requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità, proposti dall'AEEGSI.
L'AEEGSI, in coerenza con le previsioni della citata legge, al fine di migliorare la comprensione e la partecipazione dei clienti finali al mercato libero e la confrontabilità delle offerte, ha introdotto, con la delibera n. 555/2017/R/com, l'obbligo per tutti i venditori, a decorrere dai primi mesi del 2018, di inserire, nel proprio portafoglio offerte, proposte commerciali a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (offerte PLACET), rivolte a famiglie e piccole imprese.

In data 11 maggio 2017 l'AGCM, su segnalazione di AIGET e della società Green Network SpA, ha avviato nei confronti di Enel SpA, Enel Energia SpA e Servizio Elettrico Nazionale SpA un procedimento per presunto abuso di posizione dominante sul mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica ai clienti finali residenziali e non residenziali allacciati in BT. Analoghi procedimenti sono stati avviati anche nei confronti di altri operatori. La conclusione del procedimento, salvo proroghe, è prevista entro il 30 giugno 2018.

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 la delibera n. 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. Nel 2014 l'AEEGSI ha presentato appello al Consiglio di Stato. Nel 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". Con la delibera n. 737/2017/r/gas, di ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, è stato rideterminato il valore della materia prima gas per il periodo ottobre 2010 - settembre 2012. Le modalità di regolazione degli ammontari derivanti dalla rideterminazione saranno invece definite con provvedimento separato nella seconda metà del 2018.

In merito alla definizione della componente a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale, l'AEEGSI ha confermato 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 fino al 30 settembre 2018 o comunque fino al termine del regime di tutela fissato del legislatore, se antecedente.

Con riferimento al settlement gas, e in particolare al meccanismo di aggiustamento annuale delle partite pregresse, l'AEEGSI ha pubblicato le delibere n. 670/2017/R/gas e n. 782/2017/R/gas con cui ha approvato disposizioni in materia di determinazione delle partite fisiche ed economiche delle sessioni di aggiustamento pregresse a partire dal 2013.
In particolare, per il periodo 2013-2017, è stato definito un meccanismo di compensazione tramite il quale gli operatori possono recuperare una quota degli oneri relativi alle perdite di rete precedentemente attribuiti in proporzione ai loro prelievi.
A far data dal 1° gennaio 2018, e sino alla definizione del meccanismo definitivo di settlement a regime, l'AEEGSI ha disposto che agli operatori venga riconosciuta una quota pressoché totale degli oneri legati alle perdite di rete.

Provvedimenti di carattere trasversale

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 denominazione 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, nonché l'obbligo di separazione di spazi fisici, personale e canali informativi tra attività di distribuzione e vendita e tra vendita in maggior tutela e vendita 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 denominazione 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 con sentenza 5519/2017 ha respinto gli appelli presentati dalle due società di vendita, confermando dunque la legittimità della delibera n. 296/2015/R/com. Il ricorso presentato da e-distribuzione è invece ancora pendente dinanzi al Consiglio di Stato.

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 mediante meccanismi competitivi istituiti tramite il decreto legislativo n. 28/2011 di recepimento della direttiva 2009/28/CE e i relativi decreti ministeriali attuativi (decreto ministeriale 6 luglio 2012 e decreto ministeriale 23 giugno 2016). I decreti prevedono l'applicazione di un meccanismo basato su aste competitive al ribasso o tariffe feed-in, in funzione della capacità installata e della tecnologia. In particolare:

- aste al ribasso, per impianti di potenza superiore a 5 MW;
- registri, per impianti di potenza inferiore a 5 MW;
- accesso diretto, per impianti eolici di potenza inferiore a 60 kW, impianti a biomasse di potenza inferiore a 200 kW e impianti idroelettrici di potenza inferiore a 250 kW.

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 2017 il costo indicativo cumulato annuo è di 5,122 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 (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 "Isole Minori" del 14 febbraio 2017

Con il decreto MISE 14 febbraio 2017, il Ministero ha dato disposizioni per la progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili. Tale decreto prevede sia una remunerazione per l'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili commisurata al costo del combustibile evitato, sia l'implementazione di progetti pilota che vedono l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico delle isole coinvolte.

Strategia Energetica Nazionale

Con decreto del 10 novembre 2017, il Ministro dello Sviluppo Economico e il Ministro dell'Ambiente della Tutela del Territorio e del Mare hanno approvato la Strategia Energetica Nazionale (SEN) nella quale vengono definite le linee di sviluppo energetico del Paese secondo i principi di competitività economica, sicurezza energetica e sostenibilità ambientale.

In particolare, la SEN ha fissato, al 2030, un obiettivo sulle rinnovabili elettriche pari al 55% dei consumi complessivi che si dovrebbe tradurre in maggiore energia rinnovabile prodotta per 75 TWh.

La SEN ha previsto, per gli anni fino al 2020, di mantenere le aste competitive (technology neutral) quali meccanismi di sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili. Successivamente, lo sviluppo della capacità rinnovabile sarà legato alla stipula di Power Purchase Agreement (PPA), contratti di lungo periodo tra produttori e consumatori, eventualmente coadiuvati dall'intervento dello Stato, almeno in una fase iniziale, per permetterne l'avvio e lo sviluppo.

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 9 ottobre 2017 è stato pubblicato nel Bollettino Ufficiale dello Stato (BOE) il regio decreto n. 897/2017 attraverso il quale si disciplina la regolamentazione relativa ai consumatori vulnerabili, il buono sociale e le condizioni di sospensione dello stesso per consumatori con potenza uguale o inferiore ai 10 kW. In particolare, il decreto identifica tre categorie di clienti in funzione del livello di reddito (misurato attraverso l'Indicatore Pubblico di Reddito da Fonti Multiple - IPREM), stabilendo diverse percentuali di sconto a seconda della categoria.

Efficienza energetica

L'ordinanza IET/258/2017 del 24 marzo 2017 ha disposto a carico di Endesa un apporto al Fondo Nazionale per l'Efficienza Energetica di 29,3 milioni di euro, corrispondenti agli obblighi di risparmio energetico relativi al 2017.

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 primo 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.

Canone per l'utilizzo di acqua continentale per la produzione di energia elettrica

Il 10 giugno 2017 è stato pubblicato nel BOE il regio decreto legge n. 10/2017 con il quale si adottano misure urgenti per mitigare gli effetti prodotti dalla siccità in determinati bacini idrografici, modificando l'attuale Legge sulle Acque. In particolare, il regio decreto legge modifica il canone per l'utilizzo di acque continentali per la produzione di energia elettrica, che passa dal 22% al 25,5%, stabilendo una percentuale di riduzione per le installazioni fino a 50 MW per compensare l'aumento del prelievo.

Rinnovabili

Nel febbraio 2017 è stato pubblicato l'ordine ministeriale ETU/130/2017, che regola i parametri di remunerazione degli impianti di energia rinnovabile per il periodo dal 2017 al 2019. Questa revisione è prevista dalla regolamentazione delle fonti rinnovabili (regio decreto n. 413/2014) ogni tre anni e viene condotta principalmente per adeguare la remunerazione degli investimenti alle variazioni dei redditi di mercato attesi negli anni successivi, nonché alle differenze che si sono verificate nei tre anni precedenti tra i ricavi di mercato effettivamente ottenuti e quelli che, secondo il regolamento, si prevede che saranno ottenuti.

Durante la prima metà del 2017 è stata rilasciata tutta la regolamentazione per un'asta neutrale tecnologica da 3.000 MW per rinnovabili. L'asta si è svolta il 17 maggio. A seguito dell'asta, a Enel Green Power España è stato aggiudicato un regime specifico di remunerazione per sviluppare 540 MW di capacità eolica con cash on delivery (COD) prima della fine del 2019. Enel Green Power è stata la terza società in termini di capacità attribuita in questa asta.
L'asta è stata aperta alla concorrenza di ogni tipo di tecnologia rinnovabile, tuttavia quasi tutta la capacità aggiudicata era eolica.
Il risultato dell'asta svolge una funzione di protezione dell'IRR (tasso interno di rendimento) dei progetti di investimento in scenari a basso prezzo di mercato per l'energia elettrica. Tuttavia, se i prezzi di mercato si comportano al di sopra del livello di protezione, i progetti sono autorizzati a conseguire tale reddito.

I risultati della prima asta, che ha evidenziato la presenza di offerte concorrenti non assegnate e la necessità di ulteriori energie rinnovabili per raggiungere gli obiettivi del 2020, hanno portato il Governo spagnolo a organizzare una seconda asta, svoltasi il 26 luglio 2017. In questa seconda asta, Enel Green Power ha ricevuto 338 MW fotovoltaici. Come nella prima asta, ciò che si ottiene è una protezione del tasso di rendimento interno in scenari di bassi prezzi di mercato.

Tra i mesi di luglio e settembre del 2017 il Governo spagnolo ha organizzato una consultazione pubblica che costituisce l'inizio di un processo per stabilire una nuova regolamentazione per l'accesso e la connessione alle reti. Si prevede che tale regolamentazione sarà sviluppata nel 2018.

Europa e Nord Africa

Russia

Mercato elettrico

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 i successivi anni.

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.

Con decisione del 9 gennaio 2017 il Governo ha inoltre definito le tariffe per il 2017 sia per il Trading System Administrator (-2,5% rispetto a 2016) sia per il System Operator (confermando i valori dell'anno precedente).

Il 3 marzo 2017 il Ministero dell'Economia ha pubblicato la nuova metodologia per la definizione dei tassi di rendimento dei titoli di Stato a lungo termine necessari al fine di calcolare il valore del DPM, portandolo dall'8,9% al 10,21%.

Il decreto governativo del 16 giugno 2017 ha definito le regole della gara per nuova capacità termica in Crimea: contratto di capacità della durata di 15 anni al prezzo definito in sede di procedura di gara (con un cap mensile di circa 2 milioni di rubli).

Il 19 giugno 2017 il Governo ha pubblicato il piano generale per lo sviluppo dell'industria elettrica fino al 2035. Si tratta di linee guida non vincolanti che verranno aggiornate ogni tre anni. Il piano include numerose informazioni, tra cui: previsioni di lungo termine di domanda e offerta; capacità prevista e necessità di adeguamenti della stessa; infrastrutture di rete; proposte per limitare gli impatti ambientali.

Il 2 settembre 2017 il Governo ha firmato il decreto n. 1065 riguardante le aste del mercato della capacità (KOM) per il 2021: eliminazione del price cap e indicizzazione del prezzo al CPI -0,1% (rispetto al precedente CPI -1%). Il 20 settembre 2017 il System Operator ha pubblicato il risultato delle aste per il 2021, con prezzi cresciuti del 16-18% rispetto alle aste per il 2020.

Con l'ordinanza governativa del 27 dicembre 2017 sono state definite le regole per la gara di nuova capacità termica (465 MW) nell'area di Taman (sud della Russia), da tenersi entro il 1° aprile 2018. Il vincitore avrà un contratto di capacità della durata di 15 anni (DPM).

Mercato del gas

Il 20 giugno 2017 è stata pubblicata la decisione dell'Autorità Antitrust n. 776/17 sui nuovi livelli di prezzo minimi e massimi per i clienti industriali. I prezzi sono aumentati del 3,9% rispetto al biennio 2015-2016.

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 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.

Nel mese di luglio 2017 ANRE ha pubblicato una lettera contenente i princípi di base della metodologia di calcolo delle tariffe di distribuzione per il quarto ciclo regolatorio, con modifiche sostanziali su WACC, costi operativi, Regulatory Asset Base (RAB), altre entrate, capitale circolante, usi propri e rettifiche annuali. La metodologia dovrebbe essere approvata nell'aprile 2018.

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.

ANRE ha inoltre approvato le tariffe finali. La componente regolata per l'anno 2017 si è ridotta del 6,47% per effetto del calo delle tariffe di distribuzione La componente competitiva del mercato (CPC) si è ridotta di circa il 3-4,8% durante il primo semestre rispetto al secondo semestre 2016 a causa della riduzione delle tariffe di distribuzione. Durante il terzo trimestre la tariffa è però poi aumentata di circa il 10,8% rispetto al primo semestre 2017 per effetto di correzioni tariffarie collegate ai periodi precedenti. Pertanto Enel ha avviato procedure legali contro ANRE. Durante il quarto trimestre le tariffe sono incrementate di circa il 9% rispetto al terzo trimestre.

A partire dal 1° gennaio 2018 la percentuale non regolata è pari al 100%. Le tariffe della CPC per il primo semestre 2018 sono aumentate di circa lo 0,44% rispetto alle tariffe del quarto trimestre 2017.

Quadro regolatorio per i fornitori di ultima istanza

L'8 giugno 2017 ANRE ha approvato la sospensione del mercato dedicato all'acquisizione di energia per i clienti beneficiari del servizio universale (famiglie e piccole imprese), denominato PCSU. La sospensione è avvenuta fino al 10 agosto 2017 ed è stata imposta a causa dei limitati volumi indicati dalle offerte nelle aste del terzo trimestre 2017. A seguito di tale decisione, i fornitori di ultima istanza devono acquistare energia su altri mercati liberi come per esempio day-ahead market e mercati centralizzati per contratti bilaterali. A luglio Enel ha avviato ufficialmente un'azione nei confronti di tale decisione.

Nel corso del 2017 ANRE ha avviato diverse revisioni: il regolamento PCSU, la metodologia per l'impostazione dei criteri applicati dai fornitori di ultima istanza e il regolamento per i fornitori di ultima istanza. A settembre Enel ha iniziato una procedura legale per dimostrare l'illegittimità della metodologia per la definizione delle tariffe applicate dai fornitori di ultima istanza.

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.
Nel corso del 2017 le società di distribuzione di Enel hanno applicato una tariffa media di 98,6 lei/MWh, in diminuzione di circa l'8% rispetto alle tariffe del 2016 (107,2 lei/MWh).
A dicembre 2017, in seguito al periodo di consultazione per il calcolo delle tariffe, ANRE ha approvato le tariffe applicate a partire dal 1° gennaio 2018. La tariffa media delle società di distribuzione di Enel sono di 101,53 lei/MWh, in aumento di circa il 3% rispetto alle tariffe del 2017 (98,6 lei/MWh).

Implementazione delle tariffe binomie 2017

In base alla decisione 71 del 26 gennaio 2017 di ANRE sull'approvazione del calendario di attuazione della tariffa binomia per i servizi di trasmissione e distribuzione, sono definite due fasi di sviluppo del progetto:

> fase 1 (1° gennaio 2017 - 31 ottobre 2017): simulazione a livello di Distribution Service Operator (DSO), senza implicazioni sui clienti. Durante il 2017 i DSO hanno monitorato i dati in base al calendario di simulazione e hanno trasmesso ad ANRE l'analisi e l'impatto sui costi e ricavi regolamentati per il primo semestre 2017;
> fase 2 (a partire dal 1° gennaio 2018): simulazione a livello dei consumatori.

ANRE ha indicato l'anno 2019 come termine per l'implementazione delle tariffe binomie.

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.
A dicembre ANRE ha annunciato la sua proposta di ordinanza sul roll-out di contatori elettronici, che prevede un cap del 10% per gli investimenti in contatori rispetto al piano di investimenti complessivo dei distributori per il 2017 e il 2018, e un limite di circa 61 euro per cliente sul costo unitario totale per il 2018. Inoltre, ANRE ha definito come ultima data per l'approvazione delle condizioni per il roll-out dei contatori intelligenti in Romania il 30 giugno 2018.

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

Il Governo rumeno ha introdotto l'ordinanza n. 24/2017, entrata in vigore il 1° aprile 2017, che modifica la legge n. 220/2008 e apporta una serie di cambiamenti.

> Certificati verdi (CV):
  - l'attribuzione di 2 CV per la produzione da impianti fotovoltaici viene posticipata a partire dal 1° gennaio 2025 fino al 31 dicembre 2030;
  - il recupero dei CV per la produzione eolica già posticipati è stato fissato a partire dal 1° gennaio 2018 fino al 31 dicembre 2025;
  - il corridoio entro il quale può oscillare il prezzo dei CV è fissato tra 29,4 euro e 35 euro, senza indicizzazione all'inflazione;
  - i CV emessi non scadono, restano validi fino alla fine del periodo di incentivazione e possono essere oggetto di compravendita solo una volta.
> Mercato:
  - i contratti bilaterali per la cessione dei CV restano validi ma non possono essere estesi oltre l'attuale scadenza;
  - creazione di due piattaforme di scambio anonime a partire dal 1° settembre 2017 per: (i) la cessione spot o a termine dei CV; (ii) per la cessione di energia rinnovabile in combinazione con il CV (ancora non in funzione).
> Batterie:
  - i CV possono essere attribuiti a energia verde stoccata nelle batterie.

Polonia

Capacity market

Il 28 dicembre del 2017 è stato firmato dal Presidente della Repubblica il Power Market Act che ha introdotto in Polonia un capacity market. La norma prevede una prima asta durante il 2018 con periodo di consegna 2021-2023. Succes-

sivamente le aste verranno bandite ogni cinque anni con un periodo di consegna decennale. In aggiunta sarà possibile bandire aste trimestrali con un anno di anticipo. La demand-side response potrà partecipare alle aste quinquennali se queste dimostrano adeguati costi d'investimento.
Il Power Market Act è ancora soggetto a verifica da parte della Commissione sulla normativa riguardante gli aiuti di Stato.

Demand-side response

L'autorità di trasmissione ha iniziato a organizzare i bandi di gara per demand-side response nei mercati del bilanciamento. Per il 2017-2018 la domanda totale è stata fissata a 500 MW (otto ore in estate e quattro ore in inverno), di cui è stato assegnato il 40% della capacità in estate e il 55% in inverno. Il bando attuale prevede ulteriori 500 MW.

Mobilità green

La legge sulla mobilità elettrica è stata approvata il 4 gennaio del 2018 e prevede l'installazione di stazioni di ricarica green nel periodo 2018-2019. L'obiettivo è di installare 6.400 stazioni di ricarica per auto elettriche, di cui 400 ad alto voltaggio e 70 stazioni di servizio per il gas naturale. Saranno collocate in 32 aree densamente popolate e la loro installazione verrà finanziata tramite un finanziamento pubblico-privato. Se alla fine del 2019 nelle zone interessate non verranno raggiunti i target di installazione, le autorità locali competenti dovranno predisporre un piano di sviluppo sulle stazioni mancanti. I DSO saranno responsabili della costruzione dei punti di ricarica nelle proprie aree di competenza.

Regno Unito

Il Governo inglese e Ofgem hanno pubblicato lo "Smart Systems and Flexibility Plan" il 24 luglio del 2017. Obiettivo del progetto è l'apertura di tutti i mercati alla demand-side response, l'introduzione di servizi ancillari real-time e la semplificazione della normativa sul metering.

Sono stati identificati nuovi fattori di de-rating applicabili agli stoccaggi per la partecipazione al mercato della capacità a partire dalle aste 2018.
Il 13 giugno del 2017 National Grid ha aperto una consultazione sui suoi "System Needs and Product Strategy", cui ha fatto seguito il 19 dicembre la nuova roadmap per i prodotti di bilanciamento per frequency response and reserve.

Nel dicembre del 2017 il Governo ha pubblicato una delega con cui applica la Medium Combustion Plant Directive la quale introduce controlli più stringenti sulle emissioni dei generatori.

Repubblica d'Irlanda e Nord Irlanda

Capacity market

Il 24 novembre del 2017 la Commissione Europea ha giudicato conforme alla normativa sugli aiuti di Stato il nuovo capacity market irlandese. La prima asta è stata bandita il 15 dicembre 2017 con un periodo di consegna dal 23 maggio 2018 al 30 settembre 2019.
Il market design consente la partecipazione delle risorse di demand-response con modalità simili a quella delle fonti di generazione. L'autorizzazione comunitaria ha imposto un equo accesso al mercato della capacità alle risorse di demand-side response entro ottobre 2020.

Ancillary services

Il mercato dei servizi ancillari è stato riformato con l'obiettivo di garantire la stabilità del sistema anche in condizioni di elevata penetrazione rinnovabile. Sono stati definiti inoltre i nuovi servizi ancillari garantendo lo stesso trattamento tra demand-side response e generazione convenzionale. Il primo bando di gara è stato pubblicato il 12 dicembre 2017 con data di scadenza prevista per l'8 febbraio 2018 per prodotti con periodo di consegna di cinque anni a partire dal 1° maggio del 2018.

Grecia

Rinnovabili

Il sistema di incentivazione delle fonti rinnovabili presente in Grecia assicura una remunerazione con feed-in tariff per tutti i progetti presentati prima del 31 dicembre 2015. A partire dal 1° gennaio 2016 ai progetti viene assicurata una remunerazione feed-in premium differenziata per fonte. Allo scopo di raccogliere maggiori risorse per sostenere tali incentivi ed eliminare il deficit fin qui accumulato, il Governo greco ha introdotto una specifica componente a carico dei fornitori di energia elettrica.
Con la delibera 616/2017 l'autorità di regolazione greca ha ridotto notevolmente i distacchi forzati di parte degli impianti eolici operanti sulle isole non interconnesse.
Nell'ottobre 2017 è andato in scadenza il sistema che permet-

teva ai grandi clienti industriali di vedersi remunerati per servizi di interrompibilità. A partire dal gennaio 2018 il sistema è stato riattivato fino alla fine del 2019. Lo schema è finanziato dagli operatori rinnovabili non operanti sulle isole attraverso una quota percentuale dei loro ricavi, differenziata per tecnologia: eolico 2%, fotovoltaico 3,6%, piccolo idro 1%.

Bulgaria

Rinnovabili

L'attuale sistema di incentivazione è basato su feed-in tariff differenziate per fonte rinnovabile. Il meccanismo è accessibile a impianti fotovoltaici, eolici, idro sotto i 10 MW e a biomassa sotto i 5 MW.

A partire dal 2012 sono state introdotte molte misure per ridurre il deficit di sistema determinato dai crescenti incentivi alle rinnovabili. Tra questi una tassa locale al 20% (successivamente revocata), costi di accesso alla rete, incremento dei costi di bilanciamento, una tassa del 5% sui ricavi e limiti ai volumi incentivati.

A partire da marzo 2015, una volta raggiunti gli obiettivi europei di produzione da fonti rinnovabili, gli impianti sopra i 30 kW sono stati esclusi dagli incentivi.

Tunisia

Rinnovabili

Con l'approvazione della legge n. 12/2015 la Tunisia ha cominciato a sviluppare un quadro regolatorio a sostegno delle fonti rinnovabili che prevede tre differenti regimi di incentivazione (concessione, autorizzazione e autoconsumo). Il Paese si è impegnato a raggiungere ambiziosi obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili: 1 GW entro il 2020 e 4,7 GW entro il 2030.

Nel novembre 2017 si è chiusa la prima gara per lo sviluppo di progetti rinnovabili eolici e fotovoltaici. Enel Green Power ha partecipato ed è in attesa della pubblicazione dei risultati.

Germania

Rinnovabili

La nuova legge RES (EEG), entrata in vigore a gennaio 2017, introduce un sistema di aste per la maggior parte delle tecnologie rinnovabili. All'asta uno specifico ammontare di capacità installata ogni anno: a) per gli impianti eolici onshore pari a 2,8 GW l'anno per il periodo 2017-2019 e 2,9 GW l'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 l'anno, di cui 600 MW in aste.

Come evidenziato dalle prime aste condotte nel corso del 2017, l'attuale normativa è talmente favorevole alle comunità locali che partecipano con propri progetti che queste si sono aggiudicate gran parte della capacità disponibile. A questo scopo la normativa è stata modificata provvisoriamente per le prime due aste del 2018 e dovrebbe consentire risultati più equilibrati tra le varie tipologie di partecipanti.

Il contratto di coalizione tra CDU/CSU e SPD prevede, tra le altre cose, ulteriori aumenti pari a circa 4 GW della capacità messa all'asta nel periodo 2019-2020.

Sud America

In Sud America 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, e lo sviluppo di tale capacità si realizza attraverso aste con partecipazione aperta a tutti gli agenti.

In tutti i Paesi esiste un sistema di dispacciamento centralizzato con system marginal price. Solitamente l'ordine di merito è costruito in base ai costi variabili di produzione verificati periodicamente, con l'eccezione della Colombia, ove l'ordine di merito è basato sulle offerte di prezzo degli operatori nel mercato.

In Argentina e Perù sono attualmente in vigore interventi regolatori sulla formazione del prezzo dei mercati spot. In Argentina è in corso un intervento normativo al fine di garantire una migliore sostenibilità del mercato elettrico, un suo efficientamento e una profonda rivisitazione tariffaria per permettere agli operatori di far fronte alle loro esigenze di cassa e poter

riavviare gli interventi manutentivi sulle centrali e sulle reti.
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.

Argentina

La revisione tariffaria e le altre novità regolatorie del 2017

In data 2 febbraio 2017 è stata pubblicata la risoluzione n. 19/2017 da parte della Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) che stabilisce le linee guida per la definizione della remunerazione tariffaria delle centrali di generazione già esistenti, prevedendo una remunerazione in base alla potenza per tecnologia e scala. Inoltre, per le unità termiche si definisce la possibilità di assumere impegni a garantire la disponibilità dell'impianto a fronte di una remunerazione aggiuntiva. La società di generazione potrà dichiarare la propria disponibilità per ciascun periodo (estivo e invernale) e il valore di potenza garantito da ciascuna unità di generazione per un arco temporale di tre anni, potendo differenziare l'offerta a seconda della stagione. L'unica eccezione, per l'anno 2017, è che la dichiarazione di disponibilità garantita e il documento di programmazione stagionale dell'inverno (che è vigente dal 1° maggio al 31 ottobre 2017) si autorizzeranno congiuntamente, visti i tempi di attuazione della nuova normativa. La società di generazione firmerà un contratto di impegno della disponibilità garantita la cui controparte è CAMMESA che potrà a sua volta cederlo in base a eventuali richieste di SEE. La remunerazione stabilita per ciascuna unità di generazione sarà in proporzione all'effettivo rispetto dei termini contrattuali, essendo il valore calcolato al prezzo minimo. Di converso, il generatore termico potrà offrire la disponibilità per potenza addizionale per periodi bimestrali che si potranno subcontrattare con prezzi massimi.
Le remunerazioni stabilite dalla risoluzione n. 19/2017 sono denominate in dollari statunitensi e si convertono al tasso di cambio pubblicato dal Banco Central della Republica Argentina corrispondente all'ultimo giorno anteriore alla scadenza di ciascun periodo di maturazione fissato da CAMMESA.

La nuova normativa, nell'ambito del settore delle rinnovabili, pospone al 31 dicembre 2017 l'obiettivo di servire l'8% della domanda di energia elettrica nazionale con energia generata da fonti rinnovabili e stabilisce un percorso a tappe per raggiungere il 20% nel 2025, fissando obiettivi intermedi quali il 12%, il 16% e il 18% rispettivamente per il 2019, 2021 e il 2023. La legge n. 27191 crea un fondo fiduciario (FODER) che potrà finanziare opere, dispensare benefici fiscali a progetti nel settore delle rinnovabili e definire contributi a livello nazionale, provinciale e comunale fino al 2025. I grandi clienti (con potenze superiori a 300 kW) dovranno rispettare individualmente gli obiettivi sopra citati stabilendo nei relativi contratti che il prezzo non potrà essere superiore a 113 $/MWh e fissando sanzioni e penalità nei confronti di chi non rispetti tali obiettivi.

Nel corso del mese di febbraio 2017 sono state deliberate le nuove regole tariffarie e il nuovo regime tariffario da applicare.
In data 1° febbraio 2017 ENRE ha pubblicato la risoluzione n. 64, la quale chiude il processo della *Revisión Tarifaria Integral* (RTI) e stabilisce la remunerazione annuale riconosciuta a Edesur SA per un ammontare complessivo di 14.539.836.941 pesos argentini (circa 830 milioni di euro).
In base all'applicazione del nuovo regime tariffario il Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) ha limitato l'incremento del *Valor Agregado de Distribución* (VAD) attraverso specifiche istruzioni a ENRE. Il nuovo ammontare di tale componente tariffaria è vigente con decorrenza 1° febbraio 2017 ma la fatturazione dello stesso è inizialmente limitata fino a un massimo del 42% del totale. La sua intera fatturazione sarà possibile solo a partire dal 1° febbraio 2018 e ci sarà una tappa intermedia a novembre 2017 dove il sopra citato limite di fatturazione del 42% viene parzialmente incrementato.
Inoltre, si stabilisce che ENRE debba riconoscere a Edesur

ed Edenor la parte già maturata e non fatturata tra il 1° febbraio 2017 e il 1° febbraio 2018 in 48 rate a partire dal 1° febbraio 2018 che si incorporeranno nel valore del VAD da fatturare in seguito.
La nuova normativa fissa anche l'aggiornamento della tariffa delle società di distribuzione in relazione all'andamento dell'inflazione e in base ai temi inerenti alla qualità del servizio, e il regolamento di fornitura.

La risoluzione SEE n. 1085/2017 modifica, a partire dal 1° dicembre 2017, la forma attraverso la quale gli operatori pagano il trasporto dell'energia elettrica, sebbene la remunerazione non sia stata modificata rispetto a quanto già incluso nella revisione tariffaria, e stabilisce sinteticamente quanto segue:

> i costi associati alla remunerazione del trasporto si ripartiranno proporzionalmente alla domanda;
> le società di generazione pagheranno solo gli oneri di connessione diretta;
> CAMMESA, entro 90 giorni, proporrà le necessarie modifiche ai processi interessati dal provvedimento.

Brasile

Revisione tariffaria per Enel Distribución Rio SA (ex Ampla)

Enel Distribución Rio ha firmato il 14 marzo 2017 il nuovo contratto di concessione (sesta modifica) a seguito delle udienze pubbliche n. 095 e n. 058. In queste udienze si è tenuto un confronto tra le parti sul regolamento e l'applicazione del regime tariffario da parte delle società di distribuzione, da cui è risultata l'approvazione delle modifiche discusse da recepire nel contratto di concessione conformemente al decreto n. 2194/2016.

Revisione tariffaria per Enel Distribución Ceará SA (ex Coelce)

In data 20 aprile 2017 ANEEL ha omologato la revisione tariffaria anche per Enel Distribución Ceará SA attraverso la risoluzione n. 2.223.

Rinnovabili

Il Ministero dell'Energia, facendo seguito alle misure già intraprese per ridurre la condizione di sovra-contrattazione del mercato, ha pubblicato ad aprile 2017 la risoluzione che definisce il meccanismo per l'asta di cancellazione dei contratti firmati in passato attraverso aste di riserva. La data prevista per la realizzazione dell'asta è il 31 agosto 2017. Una seconda asta, relativa alla riallocazione delle concessioni di impianti idroelettrici in scadenza, è prevista per la fine di settembre e vedrà l'assegnazione di circa 3 GW di impianti esistenti.
Ad aprile 2017 è stata pubblicata la risoluzione che introduce il meccanismo di indennizzazione per il costo subito dagli impianti idroelettrici, come frutto della mancata generazione dovuta all'ingresso forzato di impianti termoelettrici teoricamente fuori dalla curva di merito.

Aggiornamento *Bandeiras Tarifárias*

A partire da novembre 2017 i valori delle *Bandeiras Tarifárias* sono le seguenti:

> *Bandeira* tariffa verde: condizioni favorevoli di generazione idrica;
> *Bandeira* tariffa gialla: 1,00 reais per 100 kWh;
> *Bandeira* tariffa rossa livello 1: 3,00 reais per 100 kWh;
> *Bandeira* tariffa rossa livello 2: 5,00 reais per 100 kWh.

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.
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.

Revisione tariffaria di Enel Distribuição Goiás

Il 17 ottobre 2017 ANEEL ha approvato l'aggiornamento tariffario per Enel Distribuição Goiás attraverso la risoluzione n. 2317. La revisione tariffaria annuale di Enel Distribuição Goiás comporta un incremento medio del 14,65% per i consumatori.

In particolare, tale incremento risulta dalla media degli incrementi del 12,03% e del 15,89% rispettivamente per i consumatori connessi in alta tensione e in bassa tensione.

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 sarà opzionabile da qualsiasi consumatore, a parte quelli che godono di talune agevolazioni.

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 VAD 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* (legge n. 20.936) 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. Nel corso del 2017 sono stati pubblicati i regolamenti e i decreti attuativi a eccezione del regolamento dei servizi accessori che si prevede venga pubblicato nel corso del 2018.

Inoltre, con la *Ley de transmisión eléctrica* è stata pubblicata la risoluzione n. 650 che definisce il pagamento dei tributi sulle emissioni delle centrali termoelettriche indicate nella riforma tributaria.

Normativa tecnica relativa alla qualità del servizio di distribuzione

In data 18 dicembre 2017 è stata pubblicata la risoluzione CNE n. 706 che definisce standard più elevati da rispettare con riferimento alla qualità del servizio di distribuzione.

Rinnovabili

Il 30 marzo 2017 è stata pubblicata la risoluzione n. 154 che stabilisce i termini e le condizioni per l'applicazione del Regime di Accesso Aperto al sistema, normando gli artt. n. 79 e n. 80 della Legge Generale del Servizio Elettrico. La risoluzione, che anticipa il regolamento della Legge di Trasmissione, include, per la prima volta nella normativa cilena, un meccanismo che permette di riservare capacità tecnica per progetti futuri sia nei sistemi di trasmissione privati sia in quelli pubblici.

Ad aprile 2017 il Ministero dei Beni Pubblici ha pubblicato l'ordine ministeriale che modifica le condizioni per le Concessioni di Uso Oneroso relative all'utilizzo dei terreni pubblici per lo sviluppo di progetti rinnovabili. Nello specifico, è stato esteso il periodo massimo per l'entrata in esercizio dell'impianto (da tre a 10 anni) ed è stato ridotto notevolmente il costo della concessione (eliminando il pagamento di una doppia tariffa e abbassando i valori delle annesse garanzie).

Perù

Misure eccezionali per le alluvioni del marzo 2017

Attraverso il decreto supremo n. 007-2017-EM, a seguito della pioggia incessante caduta in Perù nel mese di marzo 2017 e dei disastri naturali prodotti dalle conseguenti alluvioni sono state approvate misure immediate al fine di garantire le forniture di energia elettrica ai clienti del ser-

vizio pubblico a livello nazionale, come la non applicabilità delle norme tecniche di qualità del servizio e la dichiarazione di uno stato di emergenza nel SEIN per un periodo di 30 giorni.
Allo stesso tempo, attraverso il decreto supremo n. 008-2017-EM, vista l'emergenza alluvione, è stato stabilito un protocollo autorizzativo per l'importazione di energia.

Nord e Centro America

Stati Uniti d'America

A livello federale

Dopo l'elezione nel novembre 2016, il Presidente Trump ha firmato un ordine esecutivo a marzo 2017, invitando l'Environmental Protection Agency (EPA) ad adottare misure al fine di eliminare quanto incluso nel "Clean Power Plan", la proposta del 2015 che regolamenta le emissioni di gas a effetto serra provenienti dalle centrali elettriche, con l'obiettivo di aumentare la domanda di progetti di energia rinnovabile negli anni successivi al periodo di conformità del regolamento che inizia nel 2022.

Nel dicembre 2017 gli Stati Uniti hanno promulgato riforme complete del codice fiscale federale che interessano l'aliquota dell'imposta, ridotta al 21%, e il deprezzamento. Le regole del deprezzamento sono state modificate, tuttavia, per consentire una spesa del 100% negli anni dal 2018 al 2022, con una riduzione negli anni dal 2023 al 2026.

Nell'aprile del 2017 il produttore fotovoltaico solare statunitense Suniva ha presentato una petizione di salvaguardia della sezione 201 del Trade Act del 1974 alla US International Trade Commission (USITC), sostenendo di aver subito danni a causa delle importazioni a basso prezzo di celle e moduli fotovoltaici. Nel maggio del 2017 l'USITC ha deciso di avviare un'inchiesta per determinare se i prodotti fotovoltaici siano stati importati negli Stati Uniti in quantità tali da essere una minaccia per l'industria manifatturiera fotovoltaica del Paese. A settembre 2017 l'USITC ha riscontrato che la produzione nazionale di fotovoltaico era stata danneggiata dalle importazioni e nell'ottobre 2017 ha consegnato tre differenti rimedi al Presidente Trump. Tali rimedi comprendevano potenziali tariffe e licenze di importazione. Gli analisti del mercato solare hanno previsto un aumento dei prezzi dei pannelli solari fotovoltaici da 1 centesimo di dollaro a 32 centesimi di dollaro per watt, a seconda del rimedio adottato. Secondo il Trade Act del 1974, il Presidente ha l'autorità di accettare o modificare le raccomandazioni dell'USITC. Una decisione del Presidente è prevista per gennaio 2018.

A livello statale

In Oklahoma, nell'aprile del 2017, il Governatore Mary Fallin ha firmato le leggi SB 593 e HB 2298. La legge SB 593 elimina alcuni requisiti delle strutture per l'energia eolica dagli aeroporti di uso privato e stabilisce inoltre un sistema di notifica per le strutture che si prevede di costruire in aree in cui si trovano petrolio e gas.
La legge HB 2298 prevede una modifica che elimina l'ammissibilità del credito per tutti i progetti che non sono messi in servizio prima del 1° luglio 2017, compresi i progetti in esecuzione e contemplati nella pipeline di Enel Green Power North America.

Messico

Rinnovabili

Il Segretario dell'Energia ha reso pubblici i requisiti per i certificati di *Energía Limpia* che le società devono rispettare per gli anni dal 2018 al 2022. I requisiti sono i seguenti: 2018: 5,0%; 2019: 5,8%; 2020: 7,4%; 2021: 10,9%; 2022: 13,9%.
La Comisión Reguladora de Energía (CRE) e la Comisión Federal de Electricidad (CFE) hanno pubblicato la metodologia di determinazione della tariffa regolata e le tariffe applicabili per il 2018. Le tariffe saranno riviste ogni anno.
Nel corso del 2017 si è svolta una terza asta a lungo termine, nella quale sono stati aggiudicati 7.451 MW, con un prezzo medio di 20,57 $/MWh + *Certificados de Energía Limpia* (CEL). Le prime due aste si sono svolte negli anni 2015 e 2016.

Panama

Rinnovabili

Il Governo panamense sta emanando una nuova legge sull'elettricità per introdurre cambiamenti nella società Nazionale di Trasmissione, una nuova figura di Partecipanti di Mercato e tariffe per le emissioni di gas serra (carbon tax).
Il 26 ottobre 2017 è stata inaugurata la terza linea di trasmissione di energia elettrica, che sarà gestita dal Centro

Nacional de Despacho (CND). Si prevede che il progetto migliorerà il trasporto dell'energia dalla provincia di Chiriquí, dove si trova Enel Fortuna, alla capitale Panama.

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, circa 15 GW altre tecnologie. Tale ambizioso target è stato ulteriormente rafforzato a ottobre 2016, quando l'India ha ratificato gli accordi sul clima definiti durante il vertice di Parigi dello 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.

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 ciascuno Stato fissa obblighi annuali non vincolanti di percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili denominati Renewable Portfolio Obligations - RPO, che devono essere soddisfatti dalle società distributrici statali acquistando o producendo energie rinnovabili o acquistando Renewable Energy Certificates - REC.

Lo strumento più utilizzato è quello di acquistare energia rinnovabile attraverso aste competitive. Tale strumento è in vigore sin dal 2010 per il solare, sia attraverso il programma denominato "Jawaharlal Nehru National Solar Mission" (JNNSM) la cui implementazione è gestita principalmente da SECI (Solar Energy Corporation India), sia attraverso aste statali, mentre per l'eolico è stato formalmente implementato da gennaio 2017, a seguito della pubblicazione da parte del MNRE delle relative linee guida, sostituendo il precedente schema basato sulle Preferred Feed-in Tariff fissate da ciascuno Stato.

Nei meccanismi di aste i vincitori si aggiudicano un PPA (Power Purchase Agreement) a tariffa fissa della durata di 25 anni con SECI o PTC (Power Trading Company), che a sua volta vende l'energia attraverso PSA (Power Sales Agreement) alle società distributrici statali (Discom).

Dal 1° aprile 2017 l'incentivo federale GBI (Generation Based Incentive), che prevedeva un "premium" pagato da IREDA (Indian Renewable Energy Development Agency) in aggiunta alla Preferred Feed-in Tariff statale prevista per gli impianti eolici, non è più in vigore.

Il 18 maggio 2017 il Governo ha reso note le nuove percentuali di tassazione per beni e servizi nell'ambito della riforma della cosiddetta "Good and Service Tax Law", avviata nel corso del terzo trimestre del 2016 e finalizzata a semplificare il sistema di tassazione indiretta del Paese, valida a partire dal 1° luglio 2017. La percentuale applicata alla maggior parte dei componenti necessari per la realizzazione degli impianti rinnovabili è il 5%, determinando pertanto un leggero incremento complessivo, in quanto precedentemente tali componenti ricadevano nelle categorie esenti.

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 aste competitive 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.

Il processo di aste prevede, dopo una fase di pre-qualifica basata su aspetti tecnici e finanziari, la selezione dei progetti qualificati 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.

Ai vincitori viene assegnato un contratto per l'acquisto dell'energia prodotta, denominato PPA - Power Purchase Agreement, della durata di 20 anni con l'utility nazionale Eskom. I pagamenti di Eskom sono garantiti dal Governo.

Attualmente il programma è sospeso a seguito del ritardo da parte di Eskom nella firma dei PPA per i progetti vincitori dei Round 3.5 e 4, mentre i vincitori del Round 4.5 non sono stati ancora annunciati. Sono in corso negoziazioni tra Eskom, gli Independent Power Producers (IPP) e il Ministero dell'Energia per la risoluzione della situazione.

A fine marzo 2017 si è concluso il processo di consultazione pubblica sulle bozze pubblicate a novembre 2016 dal Dipartimento dell'Energia Sudafricano (DoE) 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. La promulgazione dei documenti finali è attesa per il primo trimestre del 2018.

Sono ancora in fase di revisione da parte di NERSA, l'Autorità che regola il settore elettrico nazionale, le norme sull'utilizzo della rete nazionale da parte di terzi (c.d. "Wheeling"), sulla concessione delle licenze di generazione e sulla generazione distribuita.

Australia

Rinnovabili

L'Australia è una monarchia costituzionale federale composta da sei Stati e due Territori. Il settore elettrico è regolato da un insieme di politiche a livello federale e statale, gestite da una pluralità di attori. I principali attori a livello centrale sono: il COAG (Council of Australian Governments), formato dai Ministri dell'Energia federale e statali, che guida lo sviluppo delle politiche energetiche; l'AER (Australian Energy Regulator), che si occupa di regolazione economica; l'AEMC (Australian Energy Market Commission), il "rule maker" che si occupa dello sviluppo del mercato; l'AEMO (Australian Energy Market Operator), che è l'operatore di sistema e di mercato. Ogni Stato ha poi i propri organismi regolatori.

Il sistema elettrico è suddiviso in due mercati principali: il NEM (National Electricity Market), che si snoda nella zona orientale del Paese dove risiede quasi il 90% della popolazione, e il WEM (Wholesale Electricity Market) nella zona occidentale, molto più ristretto. Sia il NEM sia il WEM, con modalità leggermente diverse, prevedono un mercato spot di elettricità, i cui attori sono da un lato i generatori e dall'altro le società di fornitura ai clienti finali ("retailers") o ai grandi clienti industriali.

È previsto un target nazionale sulle energie rinnovabili (RET - Renewable Energy Target) che si articola in due schemi:

> il LRET (Large-scale RET), fissato nel 2015 in 33.000 GWh (circa il 23% della domanda) che andranno raggiunti entro il 2020 e mantenuti linearmente fino al 2030. Il LRET crea un incentivo finanziario per gli impianti a fonti rinnovabili, che hanno la possibilità di creare certificati verdi (LGC, Large-scale Generation Certificates) da vendere ai "retailers", i quali sono tenuti ad acquistarli secondo una determinata proporzione – a oggi circa il 14% – dell'energia venduta ai clienti finali;
> lo Small-scale Renewable Energy Scheme crea un incentivo finanziario per individui o piccoli clienti commerciali a installare piccoli sistemi a energia rinnovabile (tipicamente pannelli solari sui tetti), dai quali potranno ricavare certificati chiamati STC (Small-scale Technology Certificates). Anche gli STC devono essere obbligatoriamente acquistati dai "retailers" secondo predefinite quantità.

Gli Stati hanno politiche proprie sulle fonti rinnovabili, e alcuni – con obiettivi più ambiziosi di quelli federali – hanno lanciato negli ultimi anni programmi a supporto dell'energia verde. Gli obiettivi statali relativi alla percentuale di energia rinnovabile sono, per esempio:

> Victoria: 25% entro il 2020 e 40% entro il 2025 (circa 3,3 GW). Un programma di aste è partito alla fine del 2017;
> Queensland: 50% entro il 2030. In agosto 2017 è stato lanciato un tender per 400 MW di elettricità e storage;
> South Australia: 50% entro il 2025. A fine 2017 sono state annunciate aste per fonti rinnovabili tecnologicamente avanzate e storage.

Negli ultimi anni il quadro regolatorio sta rapidamente evolvendosi per adeguarsi ai profondi mutamenti in corso nel settore elettrico, come l'integrazione degli impianti a fonti rinnovabili e la chiusura di impianti a carbone obsoleti.

A ottobre 2017 il Governo federale ha lanciato una nuova policy per il NEM che affronta le tematiche principali della

sicurezza e affidabilità del sistema elettrico, dei prezzi per i consumatori e del contenimento delle emissioni. In base alla nuova policy, chiamata NEG (National Energy Guarantee), i "retailers" sono tenuti ad acquistare un adeguato mix di risorse per adempiere a:

> una "Reliability Guarantee", volta ad assicurare il giusto livello di energia dispacciabile;
> una "Emissions Guarantee", volta a contribuire al contenimento delle emissioni secondo gli impegni internazionali assunti dall'Australia (riduzione delle emissioni del 26-28% entro il 2030 rispetto al 2005).

La nuova policy dovrà essere approvata dagli Stati e dovranno essere definiti i dettagli operativi. La sua implementazione non avverrà prima della fine del 2019.

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 natura finanziaria, rischi industriali, ambientali e di carattere regolatorio. Per mitigare l'esposizione a tali rischi, Enel svolge specifiche attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione che sono descritte nei successivi paragrafi.
Si rinvia inoltre allo "Scenario di riferimento" per un'analisi puntuale dei fattori che costituiscono alcuni dei presupposti fondamentali di tali rischi.

Rischi strategici legati all'evoluzione del contesto di mercato, competitivo e regolatorio

In data 21 novembre 2017 il Gruppo Enel ha presentato alla comunità finanziaria il Piano Strategico relativo al periodo 2018-2020, contenente le linee guida strategiche e gli obiettivi di crescita economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo. Il documento utilizzato per la presentazione, "Capital Markets Day - Strategic Plan 2018-2020", è disponibile al pubblico sul sito del Gruppo Enel www.enel.com nella sezione Investors Relations.
Il Piano Strategico del Gruppo Enel è realizzato mediante un processo che coinvolge tutte le Linee di Business e le Country/Region del Gruppo Enel, che predispongono i relativi piani di azione a partire dagli orientamenti strategici definiti dalla Capogruppo; tali piani vengono infine consolidati nel Piano Strategico di Gruppo.
L'elaborazione del Piano Strategico Enel si basa, tra l'altro, su talune assunzioni relative a eventi futuri che il management si aspetta si verificheranno e azioni che lo stesso intende intraprendere nel momento in cui esso viene elaborato, nonché assunzioni generali relative a eventi futuri e azioni del management che non necessariamente si verificheranno, che dipendono sostanzialmente da variabili non controllabili dal management. Più in particolare, il Piano Strategico è basato su assunzioni sia di scenario sia di orientamenti di posizionamento del business; tra le prime si segnalano, evidentemente, l'evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica, del gas, dei combustibili e delle materie prime, l'evoluzione della domanda di energia elettrica e gas nei mercati dove i rispettivi Gruppi operano, l'andamento di variabili macroeconomiche, nonché l'evoluzione del quadro regolatorio.
Il Piano Strategico 2018-2020, elaborato sulla base delle suddette assunzioni, include le seguenti stime e dati previsionali, con riferimento agli anni 2018, 2019, 2020 e crescite medie 2018-2020. Il raggiungimento degli obiettivi è basato su un insieme di ipotesi di realizzazione di eventi futuri e di azioni che il Gruppo Enel ritiene di intraprendere, incluse assunzioni di carattere generale e ipotetico relative a eventi futuri e azioni che non necessariamente si verificheranno. Pertanto, i dati previsionali, essendo basati su ipotesi di eventi futuri e azioni intraprese, o ancora da intraprendere, dal management, sono caratterizzati da connaturati elementi di soggettività e incertezza e, in particolare, dalla rischiosità che eventi preventivati e azioni dai quali traggono origine possono non verificarsi ovvero possono verificarsi in misura e in tempi diversi da quelli prospettati, mentre potrebbero verificarsi eventi e azioni non prevedibili al tempo della loro preparazione. Pertanto, gli scostamenti fra valori consuntivi e valori preventivati potrebbero essere significativi.
Inoltre, i mercati e i business nei quali il Gruppo è presente sono interessati da processi di progressiva e crescente competizione ed evoluzione, sia da un punto vista competitivo e tecnologico sia di regolamentazione, con tempistiche differenti da Paese a Paese. Come risultato di questi

processi, il Gruppo è esposto a una crescente pressione competitiva.
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 natura finanziaria

Nell'esercizio della sua attività Enel è esposta a diversi rischi di natura finanziaria che, se non opportunamente mitigati, possono direttamente influenzarne il risultato. Essi includono i rischi di mercato, il rischio di credito e il rischio di liquidità.
Enel ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di specifici comitati interni, composti dal top management e presieduti dagli Amministratori Delegati delle società interessate, cui spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché la definizione e l'applicazione di specifiche policy, a livello di Gruppo e di singole Region, Country e 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 e quelle responsabili del monitoraggio e 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 e Global Business Line, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema di limiti costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.
Per un maggiore approfondimento sulla gestione dei rischi finanziari si rimanda alla nota 42 "Risk management" del bilancio consolidato.

Rischi di mercato

I rischi di mercato ai quali il Gruppo è esposto sono connessi all'oscillazione dei prezzi delle commodity, dei tassi di cambio e dei tassi di interesse.

Allo scopo di contenere l'esposizione ai rischi di mercato all'interno dei limiti operativi, Enel si serve anche di contratti derivati.

Rischio di prezzo commodity e continuità degli approvvigionamenti

Enel opera sui mercati energetici e per questa sua attività è esposta 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 sia dell'approvvigionamento dei combustibili sia delle forniture ai clienti finali e agli operatori del mercato all'ingrosso.

Enel si è dotata, inoltre, di una procedura formale che prevede la misurazione del rischio residuo, la definizione di un limite di rischio massimo accettabile e la realizzazione di operazioni di copertura mediante il ricorso a contratti derivati sia sui mercati regolamentati sia sui mercati Over The Counter (OTC).

Allo scopo di mitigare il rischio 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

In ragione della diversificazione geografica, dell'accesso ai mercati internazionali per l'emissione di strumenti di debito e dell'operatività sulle commodity, le società del Gruppo sono esposte al rischio che variazioni dei tassi di cambio tra la divisa di conto e le altre divise generino variazioni inattese delle grandezze economiche e patrimoniali riportate nei rispettivi bilanci di esercizio.

Dato l'attuale assetto di Enel, l'esposizione al rischio di tasso di cambio è principalmente legata al dollaro statunitense e deriva da:

- flussi di cassa connessi alla compravendita di combustibili ed energia;
- flussi di cassa relativi a investimenti, a dividendi derivanti da consociate estere e a flussi relativi alla compravendita di partecipazioni;
- flussi di cassa connessi a rapporti commerciali;
- attività e passività finanziarie.

Il bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio di tasso di cambio derivante dalla conversione in euro delle poste relative alle partecipazioni in società la cui divisa di conto è diversa dall'euro (c.d. "rischio traslativo").

La politica di gestione del rischio di tasso di cambio è orientata alla copertura (hedging) sistematica delle esposizioni alle quali sono soggette le società del Gruppo, mentre il rischio traslativo non è oggetto di copertura.

Appositi processi operativi garantiscono la definizione e l'attuazione di opportune strategie di hedging, che tipicamente impiegano contratti finanziari derivati stipulati sui mercati OTC.

Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e 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 un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie del Gruppo e anche attraverso la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati OTC.

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti che causa effetti avversi sul valore atteso della posizione creditoria e, relativamente ai soli crediti commerciali, incremento dei tempi medi di incasso.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);

> attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico o da operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
> attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali. Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione.
Con riferimento, infine, all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso la diversificazione di portafoglio (prediligendo controparti con merito creditizio elevato) nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per es., netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

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 della sua rischiosità da parte del mercato. Tra i fattori che definiscono la rischiosità percepita dal mercato, il merito creditizio, assegnato a Enel dalle agenzie di rating, riveste un ruolo determinante poiché influenza la sua possibilità di accedere alle fonti di finanziamento e le relative condizioni economiche. Un 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 del Gruppo.
Nel corso del 2017 la valutazione del profilo di rischio di Enel attribuita dalle agenzie di rating Moody's e Fitch non ha subito variazioni, mentre l'agenzia Standard & Poor's ha aggiornato il rating da "BBB" a "BBB+". Pertanto, al termine dell'esercizio, il rating di Enel è pari a: (i) "BBB+" con outlook stabile, secondo Standard & Poor's; (ii) "BBB+" con outlook stabile, secondo Fitch; e (iii) "Baa2" con outlook stabile, secondo Moody's.
La politica di gestione del rischio di liquidità di Enel 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 una riserva prudenziale di liquidità, sufficiente a far fronte a eventuali impegni inattesi. Inoltre, al fine di rispettare 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.

Rischio Paese

I ricavi del Gruppo Enel sono di fonte estera ormai per oltre il 50% dell'ammontare totale; la forte internazionalizzazione del Gruppo – localizzato in varie regioni, tra cui Sud America, 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, regolatori e di mercato, geopolitica e sociale il cui verificarsi potrebbe determinare un effetto negativo sia sui flussi reddituali sia sulla protezione degli asset aziendali. Enel, a tal proposito, si è dotata di un modello di valutazione del rischio Paese capace di monitorare puntualmente la rischiosità dei Paesi all'interno del proprio perimetro. Al fine di mitigare il rischio Paese il modello supporta i processi di allocazione del capitale e di valutazione d'investimento.

Il 2017 è stato un anno caratterizzato dal rafforzamento della ripresa globale e del commercio internazionale. I segnali d'attività manifestatesi sul finire del 2016 sono stati confermati nel corso del 2017. Le economie, aiutate da fattori congiunturali e stimolate dalle politiche monetarie espansive delle banche centrali, sono cresciute a ritmi sostenuti. Nonostante il miglioramento del contesto globale e l'aumento del livello

di fiducia, permangono rischi di natura politica ed economica.

Tra i primi ricordiamo le tensioni in Spagna, le trattative per la rinegoziazione del NAFTA e quelle relative alla Brexit, il peggioramento dei rapporti tra Stati Uniti e Corea del Nord. In particolare, nella valutazione del rischio, il Brasile, pur rimanendo in una classe intermedia, registra un lieve aumento della rischiosità legata a fattori socio-politici. Infatti, nel Paese l'instabilità politica ha indotto un ritardo nell'implementazione di riforme strutturali in grado di innalzare il potenziale del Paese. Gli esiti delle elezioni in alcune nazioni europee, riducendo le tensioni politiche, hanno lasciato inalterato il livello di rischiosità che resta, quindi, molto basso.

Tra i fattori economici sono da sottolineare i rischi legati alla sostenibilità dei bilanci fiscali a fronte degli investimenti necessari per aumentare la produttività, o alla scarsa diversificazione dei Paesi sudamericani, che li rende maggiormente esposti ad andamenti congiunturali, o ancora al diffondersi di politiche protezionistiche. Dal punto di vista finanziario non è da trascurare la graduale normalizzazione delle politiche delle banche centrali, che potrebbe aumentare la volatilità dei mercati finanziari. Il sistema bancario globale, aiutato dalla congiuntura positiva e in conseguenza del crescente livello di regolamentazione del settore, è più solido rispetto all'anno precedente.

Rischi industriali e ambientali

Eventi meteorologici estremi e disastri naturali nell'ambito dell'attuale scenario climatico

Nell'ambito dell'attuale scenario climatico il Gruppo è esposto al rischio di danni su asset e infrastrutture legati a fenomeni climatici estremi o a disastri naturali e al rischio della conseguente prolungata indisponibilità di tali asset. Al fine di mitigare tali rischi, il Gruppo fa ricorso alle migliori strategie di prevenzione e protezione, anche con l'obiettivo di ridurre i possibili impatti sulle comunità e le aree circostanti gli asset: vengono quindi svolte costanti attività di monitoraggio e previsione meteorologica nelle aree in cui si trovano gli asset più esposti. Vengono inoltre condotti numerosi interventi di incremento della resilienza sugli asset più esposti agli eventi metereologici estremi o a disastri naturali.

Tutte le aree del Gruppo sono sottoposte a certificazione ISO 14001 e attraverso l'applicazione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA), riconosciuti a livello internazionale, le potenziali fonti di rischio sono monitorate affinché ogni criticità possa essere rilevata tempestivamente.

Fallimento della mitigazione e dell'adattamento al cambiamento climatico

La lotta al cambiamento climatico è una delle maggiori sfide mondiali, che espone il Gruppo a diversi fattori di rischio di medio-lungo termine. Tra questi, i rischi legati alle modifiche normative e regolatorie associate proprio alla lotta al cambiamento climatico. Vengono condotte inoltre attività volte a valutare i rischi connessi agli impatti sul funzionamento degli asset legati a cambiamenti climatici graduali (*e.g.*, temperatura dell'aria e dell'acqua).

Inoltre, vengono analizzate le trasformazioni socio-economiche legate al cambiamento climatico, per l'impatto che esse possono avere sul business e sulle attività del Gruppo.

Al fine di valutare e quantificare i principali rischi legati al fallimento della mitigazione del cambiamento climatico, è stata avviata, in linea con le indicazioni della Task Force for Climate-related Financial Disclosures di Bloomberg, un'attività di analisi di scenari climatici di lungo termine al fine di analizzare i possibili impatti sui businesses di Enel legati alle principali variabili climatiche (sia graduali sia estreme). Tali scenari sono utilizzati per una valutazione dei possibili impatti economico-finanziari sul business e per un assessment della strategia del Gruppo, del relativo risk management e della governance. Vengono condotte costanti attività di presidio dello sviluppo e dell'attuazione delle normative

comunitarie e nazionali, mantenendo con le autorità e gli organismi regolatori locali e internazionali rapporti caratterizzati da un approccio trasparente e collaborativo.
Il Gruppo si impegna inoltre per un miglioramento continuo delle attività esistenti in termini di impatto ambientale, attraverso i propri obiettivi di riduzione delle emissioni, *in primis* quello di "generazione a zero emissioni" al 2050, e adotta una strategia mirata alla crescita attraverso lo sviluppo di tecnologie e servizi sempre più low carbon, in linea con gli obiettivi del COP 21.

Rischi legati ad attacchi cibernetici ("cyber")

L'era della digitalizzazione e dell'innovazione tecnologica implica per le organizzazioni una crescente esposizione agli attacchi cibernetici, che diventano sempre più numerosi e sofisticati anche in relazione ai cambiamenti del contesto di riferimento. La complessità organizzativa del Gruppo e la numerosità degli ambienti da cui è caratterizzata (i dati, le persone e il mondo industriale) espongono gli asset al rischio di attacchi. Il Gruppo Enel ha adottato un modello di gestione di tali rischi che si fonda su una visione "sistemica" che integra il settore dell'Information Technology tradizionale, quello dell'Operational Technology più legato al settore industriale e quello dell'Internet of Things legato al collegamento in rete di "oggetti" smart. In particolare, Enel si è dotata di una politica, "Cyber Security Framework", per indirizzare e gestire le attività di cyber security, che prevede il coinvolgimento delle aree di business, il recepimento delle indicazioni normative, regolatorie e legali, l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili, la predisposizione di processi aziendali *ad hoc* e la consapevolezza delle persone. Il Framework pone a fondamento delle decisioni strategiche e delle attività di progettazione un approccio "risk-based" e un modello di progettazione e sviluppo che vede definite le opportune misure di sicurezza nell'intero ciclo di vita di applicazioni, processi e servizi ("cyber security by design"). Enel ha anche creato un proprio CERT (Cyber Emergency Readiness Team), attivo, riconosciuto e accreditato dalle comunità nazionali e internazionali, al fine di indirizzare una risposta industrializzata alle minacce e agli incidenti cyber.

Prevedibile evoluzione della gestione

Il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo, presentato nel novembre del 2017, conferma i princípi fondamentali della sua strategia con un'ulteriore evoluzione e accelerazione nella relativa attuazione. La digitalizzazione e l'attenzione al cliente continuano a essere importanti fattori abilitanti della strategia, per offrire agli azionisti una remunerazione attraente e creare valore sostenibile nel lungo termine per tutti gli stakeholder. In particolare, il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo si focalizza sui temi di seguito elencati.

> Digitalizzazione: investimento di 5,3 miliardi di euro per digitalizzare asset, attività e processi e migliorare la connettività del Gruppo Enel, con l'obiettivo di generare un incremento cumulato dell'EBITDA di 1,9 miliardi di euro fra il 2018 e il 2020.
> Attenzione al cliente: obiettivo di 3,3 miliardi di euro di EBITDA nel 2020, di cui 2,9 miliardi di euro derivanti dal settore retail di elettricità e gas e 400 milioni di euro da Enel X, che farà leva su 67 milioni di clienti finali e quasi 35 milioni di clienti sul mercato non regolamentato di elettricità e gas previsti nel 2020.
> Efficienza operativa: obiettivo di risparmi per 1,2 miliardi di euro in termini reali nel 2020 rispetto al 2017, di cui 500 milioni derivanti dagli investimenti nella digitalizzazione.
> Crescita industriale: riallocazione del capitale verso le economie mature, principalmente nei settori delle reti e delle rinnovabili, concentrando circa l'80% degli investimenti per la crescita in Italia, in Iberia e in Nord e Centro America.
> Semplificazione del Gruppo e gestione attiva del portafoglio: proseguono la semplificazione degli assetti proprietari delle controllate e la razionalizzazione delle società operative in Sud America. Aumenta il focus sulle acquisizioni di partecipazioni di minoranza con incremento dell'obiettivo di investimento a 2,3 miliardi di euro nel periodo 2018-2020. Rimane la possibilità di riacquisto di azioni proprie per un valore fino a 2 miliardi di euro.
> Creazione di valore sostenibile nel lungo termine: in conseguenza degli ottimi risultati raggiunti nel 2017, il Gruppo ha confermato e rafforzato il proprio impegno su: SDG 4 (istruzione di qualità) per il quale ha raddoppiato il precedente obiettivo, portandolo a 800.000 beneficiari; SDG 7 (energia pulita e accessibile) per il quale ha confermato il target di 3 milioni di beneficiari; SDG 8 (lavoro dignitoso e crescita economica) per il quale ha raddoppiato il precedente obiettivo portandolo a 3 milioni di beneficiari; SDG 13 (lotta contro il cambiamento climatico) per il quale ha confermato il target < 350 gCO_2/kW_{eq} entro il 2020.
> Remunerazione degli azionisti: conferma del pay-out del 70% sull'utile netto ordinario di Gruppo dall'esercizio 2018 in avanti. Dividendo minimo di 0,28 euro per azione con riferimento ai risultati dell'esercizio 2018.

Nel 2018 sono previsti:

> la prosecuzione degli investimenti in digitalizzazione, con l'accelerazione della campagna di installazione degli smart meter di seconda generazione in Italia e il completamento della loro installazione in Iberia. È inoltre prevista l'accelerazione del roll-out della rete a fibra ottica intrapreso da OpEn Fiber;
> i contributi della strategia di attenzione al cliente su scala globale, con l'avvio della nuova piattaforma di customer experience, in particolare in Italia, e l'accelerazione dell'attività di Enel X nei business di flessibilità e mobilità elettrica;
> progressi significativi nell'efficienza operativa, supportati dalla digitalizzazione, con un target di cash cost pari a 10,3 miliardi di euro al 2020;
> il contributo della crescita industriale, focalizzata su reti e rinnovabili, con un target di EBITDA di crescita pari a 1,1 miliardi di euro;
> ulteriori progressi nella semplificazione del Gruppo e gestione attiva del portafoglio, con il completamento della riorganizzazione delle partecipazioni societarie in Cile e la relativa riduzione delle minoranze, nonché con il completamento del processo di BSO ("Build, Sell and Operate") per asset rinnovabili in Messico.

I progressi raggiunti per ciascuno dei fattori abilitanti e dei princípi fondamentali del Piano Strategico ci consentono

di confermare gli obiettivi economico-finanziari per il 2018. Inoltre, sulla base degli elementi chiave sopra esposti, si ricordano gli obiettivi economico-finanziari su cui si basa il Piano Strategico 2018-2020 del Gruppo.

		2018	2019	2020	CAGR 18-20
EBITDA ricorrente	miliardi di euro	~16,2	~17,2	~18,2	~+6%
Utile netto ordinario	miliardi di euro	~4,1	~4,8	~5,4	~+15%
Dividendo minimo	euro/azione	0,28	-	-	-
Pay-out	%	70	70	70	-
Flusso di cassa operativo/ Indebitamento finanziario netto	%	27	29	31	~+4 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 2017 – vale a dire al 22 marzo 2018 – 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. 15 del Regolamento Mercati approvato con delibera CONSOB n. 20249 del 28 dicembre 2017 (il "Regolamento Mercati").

In particolare, si segnala al riguardo che:

> in applicazione dei parametri di significativa rilevanza ai fini del consolidamento previsti nell'art. 15, comma 2, del Regolamento Mercati, sono state individuate nell'ambito del Gruppo Enel 23 società controllate estere extra UE cui la disciplina in questione risulta applicabile in base ai dati del Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016.

  Trattasi, in particolare, delle seguenti società: 1) Enel Distribución Rio SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 2) Cimarron Bend Assets LLC (già Cimarron Bend Wind Project LLC, società statunitense del perimetro Enel Green Power); 3) Codensa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 4) Enel Distribución Ceará SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 5) Dominica Energía Limpia S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power); 6) Emgesa SA ESP (società colombiana del perimetro Enel Américas); 7) Empresa Distribuidora Sur - Edesur SA (società argentina del perimetro Enel Américas); 8) Empresa Eléctrica Panguipulli SA (società cilena del perimetro Enel Green Power); 9) Enel Américas SA (società cilena risultante dalla scissione di Enersis SA); 10) Enel Brasil SA (società brasiliana del perimetro Enel Américas); 11) Enel Chile SA (società cilena risultante dalla scissione di Enersis SA); 12) Enel Distribución Chile SA (già Chilectra SA, società cilena del perimetro Enel Chile); 13) Enel Distribución Perú SAA (già Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte SAA, società peruviana del perimetro Enel Américas); 14) Enel Generación Chile SA (già Empresa Nacional de Electricidad SA, società cilena del perimetro Enel Chile); 15) Enel Generación Perú SAA (già Edegel SA, società peruviana del perimetro Enel Américas); 16) Enel Green Power Brasil Participações Ltda (società brasiliana del perimetro Enel Green Power); 17) Enel Green Power Chile Ltda (società cilena del perimetro Enel Green Power); 18) Enel Green Power del Sur SpA (società cilena del perimetro Enel Green Power); 19) Enel Green Power México S de RL de Cv (società messicana del perimetro Enel Green Power); 20) Enel Green Power North America Inc. (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 21) Enel Kansas LLC (società statunitense del perimetro Enel Green Power); 22) Enel Russia PJSC (società russa); 23) Gas Atacama Chile SA (società cilena del perimetro Enel Chile);

> lo Stato patrimoniale e il Conto economico del bilancio 2017 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. 15, 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 2017 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. 15, comma 1, lett. b) del Regolamento Mercati);

> 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. 15, 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. 15, 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 centottanta giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale. L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di centoventi giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, 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 31 "Strumenti finanziari", 32 "Risk management", 33 "Derivati e hedge accounting" e 34 "Fair value measurement" del bilancio di esercizio di Enel SpA.

Operazioni con parti correlate

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

Azioni proprie

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

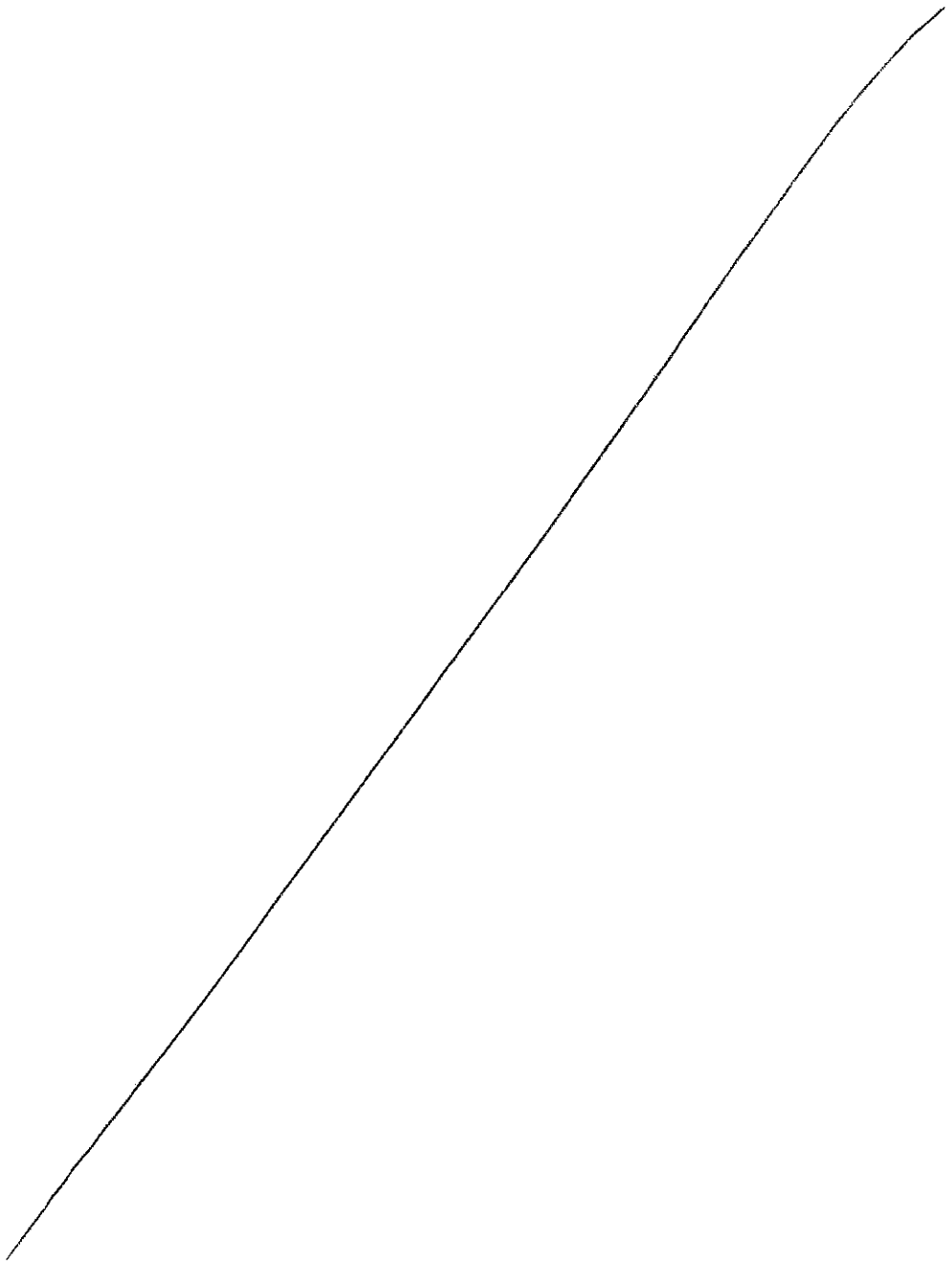
Operazioni atipiche e/o inusuali

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 la Società non ha posto in essere operazioni atipiche e/o inusuali nel corso dell'esercizio 2017.

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.



1025



Il modello di business sostenibile

In un contesto in continuo e veloce cambiamento, che espone il settore energetico a nuovi rischi e offre nuove opportunità, il modello di business sostenibile di Enel valorizza le sinergie tra le diverse aree di business e il mondo esterno, al fine di trovare soluzioni per ridurre l'impatto ambientale, soddisfare le esigenze delle comunità locali e migliorare la sicurezza dei dipendenti e dei fornitori. La conoscenza del contesto in cui Enel opera e l'ascolto attivo di tutti gli interlocutori permettono di creare valore sostenibile nel lungo periodo coniugando crescita economica e sociale. Un approccio strategico e operativo che si fonda sul concetto di apertura, Open Power, dove sostenibilità e innovazione sono un binomio imprescindibile.

A cornice vi sono i princípi di etica, trasparenza, anticorruzione, rispetto dei diritti umani e tutela della salute e 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.

Il modello che promuove lo sviluppo sostenibile è pienamente in linea con le indicazioni del Global Compact delle Nazioni Unite, di cui Enel è membro attivo dal 2004, che ribadiscono l'importanza di una sempre maggiore integrazione della sostenibilità nelle scelte strategiche aziendali. Dal 1° giugno 2015 l'Amministratore Delegato di Enel è membro del Consiglio di Amministrazione del Global Compact delle Nazioni Unite.

Elemento chiave di questo approccio è l'adozione degli indicatori di sostenibilità ESG (ambientali, sociali e di governance) all'interno di tutta la catena del valore, non solo per dare conto dei risultati raggiunti, ma soprattutto per anticipare le decisioni e sviluppare un atteggiamento proattivo, in linea con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile al 2030 (SDG) 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 (SDG) al 2030, che sono stati lanciati ufficialmente il giorno seguente in occasione del Private Sector Forum tenutosi a New York. Tramite gli SDG 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 adottate da tutti gli attori coinvolti.

La sostenibilità della strategia di Enel è confermata anche dal rapido progresso compiuto in termini di contributo al raggiungimento dei 17 SDG, e in particolare rispetto ai quattro impegni presi:

- ***SDG 7** - assicurare l'accesso a un'energia economica, affidabile, sostenibile e moderna, inclusa la promozione di servizi di efficienza energetica, di cui beneficeranno 3 milioni di persone principalmente in Africa, Asia e Sud America entro il 2020. Nel periodo 2015-2017 sono stati raggiunti 1,7 milioni di beneficiari.*
- ***SDG 4** - sostenere progetti per un'istruzione di qualità, equa e inclusiva per 400.000 persone entro il 2020. Nel periodo 2015-2017 sono stati raggiunti circa 600.000 beneficiari ed è stato quindi duplicato l'obiettivo: 800.000 beneficiari al 2020.*
- ***SDG 8** - promuovere una crescita economica, duratura inclusiva e sostenibile per 500.000 persone al 2020. Nel periodo 2015-2017 sono stati raggiunti circa 1,5 milioni di beneficiari ed è stato quindi ulteriormente duplicato l'obiettivo: 3 milioni di beneficiari al 2020.*
- ***SDG 13** - mettere in campo azioni mirate per il raggiungimento della decarbonizzazione entro il 2050. A dicembre 2017 le emissioni specifiche di CO_2 sono pari a 411 g/kWh_{eq} e rimane confermato il target al 2020 di <350gCO_2/kWh_{eq}.*

Per la seconda volta Enel è stata inserita nella lista "Change the World" della rivista Fortune, che classifica le 50 principali aziende nel mondo che creano un impatto sociale positivo attraverso le loro attività. L'impegno verso la decarbonizzazione, la realizzazione del primo impianto geotermico del Sud America (Cerro Pabellón) e l'hub vehicle-to-grid (V2G) in Danimarca, in grado di convogliare l'energia inutilizzata dai veicoli elettrici verso la rete, sono alcune delle attività considerate. Enel figura anche al 19° posto della classifica "500 Best Employers" di Forbes relativa alle migliori aziende al mondo dove lavorare.

Le informazioni non finanziarie sono sempre più oggetto di analisi da parte degli investitori e del mercato finanziario, che guardano 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 2017. Sono presenti nel capitale Enel 160 Investitori Socialmente Responsabili - SRI (150 nel 2016) che detengono l'8,6% del totale delle azioni in circolazione di Enel (8% nel 2016), pari all'11,3% del flottante (10,5% nel 2016). In valore assoluto, le azioni detenute dagli investitori SRI sono aumentate dell'8%.

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 propri sforzi, con il relativo valore di priorità.
La vista congiunta delle due prospettive consente di individuare le tematiche che, per rilevanza e priorità, sono più centrali per Enel e i suoi stakeholder e di conseguenza di verificare il grado di 'allineamento' o 'disallineamento' tra aspettative esterne e rilevanza interna.
L'analisi, condotta a un sempre maggior livello di dettaglio in termini sia di tematiche sia di perimetro geografico, consente di individuare 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: nuove tecnologie, servizi e digitalizzazione; decarbonizzazione del mix energetico; efficienza operativa; creazione di valore economico-finanziario; 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 inclusi nel Piano Strategico 2018-2020, al cui raggiungimento contribuiscono attività e progetti afferenti a diverse Funzioni e Business Line del Gruppo dettagliate nel Piano di Sostenibilità 2018-2020.
Enel, in relazione al proprio Piano Strategico, ha identificato tra i rischi emergenti più significativi:

> attacchi cibernetici ("cyber risk"): l'era della digitalizzazione e dell'innovazione tecnologica implica per le organizzazioni una crescente esposizione agli attacchi cibernetici, che diventano sempre più numerosi e sofisticati anche in relazione ai cambiamenti del contesto di riferimento. La complessità organizzativa del Gruppo e la numerosità degli ambienti da cui è caratterizzata (i dati, le persone e il mondo industriale) espongono gli asset al rischio di attacchi. Il Gruppo Enel ha adottato un modello di gestione di tali rischi che si fonda su una visione "sistemica" che integra il settore dell'Information Technology tradizionale, quello dell'Operational Technology più legato al settore industriale e quello dell'Internet of Things legato al collegamento in rete di "oggetti" smart;
> cambio di paradigma nel mondo dell'energia e trasformazione del modello di business delle utility: nuovi trend macroeconomici ed energetici, tecnologie e attori possono potenzialmente sia supportare sia ridimensionare il ruolo di intermediazione del tradizionale business model delle utility, in particolare attraverso la combinazione di fattori legati alla digitalizzazione e alla decentralizzazione e i cambiamenti delle esigenze dei clienti. La strategia e

la visione Open Power di Enel rappresentano il quadro di riferimento per rispondere alla sfida della transizione verso l'utility del futuro. I pilastri di tale strategia sono lo sviluppo di nuovi business, la crescita industriale e l'agilità nella gestione (efficienza operativa, semplificazione organizzativa, remunerazione a breve termine, gestione attiva del portafoglio), mentre la centralità del cliente e la trasformazione digitale rappresentano i principali fattori abilitanti della strategia stessa.

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, in attuazione della nuova normativa comunitaria (direttiva 2014/97/UE) e nazionale (decreto legislativo n. 254 del 2016) che ha introdotto l'obbligo di rendicontazione delle informazioni non finanziarie a partire dall'esercizio finanziario 2017 per gli enti di interesse pubblico di grandi dimensioni, ha redatto la "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" che copre gli ambiti previsti dal decreto stesso e si affianca per quest'anno al Bilancio di Sostenibilità di Gruppo.

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 dallo standard internazionale GRI e integrazioni di settore (Electric Utilities Sector Disclosures), nonché dai princípi di Accountability e del Global Compact delle Nazioni Unite. In particolare, a partire dall'esercizio 2017, trovano applicazione i nuovi standard del GRI (Sustainability Reporting GRI Standards).

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 la Sostenibilità. I documenti redatti vengono approvati dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA e presentati in Assemblea degli azionisti.

Il Gruppo è, infine, presente nei principali indici di sostenibilità quali il Dow Jones Sustainability Index World; il FTSE4Good; il CDP (Carbon Disclosure Project) Climate e il CDP (Carbon Disclosure Project) Water; lo STOXX ESG Leaders; l'Euronext Vigeo Eiris e l'ECPI.

Valori e pilastri dell'etica aziendale

Alla base delle proprie attività il Gruppo Enel dispone di un solido sistema etico, dinamico e costantemente orientato a recepire le migliori pratiche a livello nazionale e internazionale, che tutte le persone che lavorano in Enel e per Enel devono rispettare e applicare nella loro attività quotidiana. Un sistema che si fonda su specifici Compliance Program tra cui: Codice Etico, la Policy Diritti Umani, il Piano "Tolleranza Zero alla 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.

Nel corso del 2017 Enel SpA ha conseguito la certificazione di conformità del proprio sistema di gestione anticorruzione rispetto ai requisiti indicati nello standard internazionale di certificazione ISO 37001:2016 in materia di sistemi di gestione anticorruzione. Sempre nel corso del 2017 sono state avviate analoghe attività per il conseguimento della certificazione ISO 37001 da parte delle principali società controllate italiane (Enel Italia, Enel Produzione, Enel Energia, Enel Sole, Enel Green Power, e-distribuzione, Enel Trade) ed estere del Gruppo. La finalizzazione generale dell'*iter* di certificazione anticorruzione per le principali società del Gruppo Enel è prevista per il biennio 2018-2019.

Codice Etico

Fin dal 2002 Enel ha adottato il Codice Etico, 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.
Il Codice Etico ha validità sia in Italia sia all'estero, pur in considerazione della diversità culturale, sociale ed economica dei vari Paesi in cui il Gruppo opera. Enel richiede, inoltre, a tutte le imprese collegate o partecipate e ai principali fornitori e partner di adottare una condotta in linea con i princípi generali del Codice.
Ogni violazione o sospetto di violazione degli Enel Compliance Program può essere segnalato, anche in forma anonima, tramite un'unica piattaforma a livello di Gruppo ("Ethics Point").

Altri indici

N.

	2017	2016	2017-2016	
Violazioni accertate del Codice Etico (1)	27	21	6	29,0%

(1) Nel corso del 2017 si è conclusa l'analisi delle segnalazioni ricevute nel 2016, per tale ragione il numero delle violazioni accertate relativo all'anno 2016 è stato riclassificato da 18 a 21.

Modello di organizzazione e gestione ex decreto legislativo n. 231/2001

Il decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, 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 Global Compliance Program ("EGCP")

A settembre 2016 Enel ha approvato il Global Compliance Program, rivolto alle società estere del Gruppo, che si qualifica come uno strumento di governance volto a rafforzare l'impegno etico e professionale del Gruppo nel prevenire la commissione all'estero di illeciti da cui possa derivare responsabilità penale d'impresa e i connessi rischi reputazionali.
La tipologia di fattispecie trattata 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.
Nel 2017 è stato completato il processo di adozione di tale documento da parte delle principali società estere del Gruppo.

Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione"

In osservanza del 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 sui 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, che successivamente è stata 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 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. Nel 2017 è proseguito il processo di due diligence in linea con quanto previsto dalle migliori pratiche internazionali in materia.

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

	2017	2016
Ricavi	74.639	70.592
Proventi/(Oneri) netti da rischio commodity	578	(133)
Costi esterni	53.680	49.257
Valore aggiunto globale lordo continuing operations	**21.537**	**21.202**
Valore aggiunto lordo discontinued operations	-	-
Valore aggiunto globale lordo	**21.537**	**21.202**
distribuito a:		
Azionisti	1.068	2.542
Finanziatori	2.495	2.698
Dipendenti	4.504	4.637
Stato	3.273	3.244
Sistema impresa	10.197	8.081

Innovazione, digitalizzazione ed efficienza operativa

Per favorire nuovi usi dell'energia e nuovi modi di gestirla e renderla accessibile a sempre più persone in maniera sostenibile, Enel ha fatto dell'innovazione e della digitalizzazione elementi chiave della propria strategia. Un percorso che interessa sia il business tradizionale sia lo sviluppo di nuovi modelli e tecnologie e che fa leva su creatività, passione, idee e tecnologie non solo all'interno ma anche all'esterno dell'azienda.

In linea con la visione Open Power, il Gruppo promuove un modello d'innovazione aperta per far fronte alle sfide del settore nelle diverse aree dell'azienda. Un approccio basato sulla condivisione che permette di affrontare le sfide connettendo tutte le aree dell'azienda con start-up, partner industriali, piccole e medie imprese, centri di ricerca, università e piattaforme di crowdsourcing. Le collaborazioni nascono all'interno dell'ecosistema di Open Innovation, che nel corso del 2017 è stato rinominato "Open Innovability" in quanto Enel è fortemente convinta che innovazione (innovation) e sostenibilità (sustainability) siano un binomio imprescindibile. Un ecosistema che nel 2017 ha permesso il lancio della piattaforma on line openinnovability.enel.com, rivolta al mondo esterno e alle persone in azienda che vogliano contribuire al business sostenibile dell'azienda e trasformare le proposte in progetti concreti. Inoltre, in termini di collaborazioni, l'attenzione di Enel non è rivolta solo alle partnership con le grandi imprese, ma anche alle collaborazioni virtuose con start-up e piccole e medie imprese di eccellenza.

L'impegno Enel nel progresso digitale e nell'open innovation è stato riconosciuto nel 2017 con l'assegnazione del "Business Model Transformation Award" nel corso della quarta edizione della World Open Innovation Conference, uno dei più rilevanti appuntamenti mondiali in tale ambito, organizzato a San Francisco dal Garwood Center for Corporate Innovation e dalla Haas School of Business dell'Università di Berkeley in California.

Enel ha all'attivo circa 200 progetti di innovazione e conta 14 Global Innovation Partnership attive, che portano a 124 gli accordi di partnership di innovazione sia globali sia locali. Nel

2017 sono stati lanciati inoltre altri tre Innovation Hub (California, Russia e Spagna) per rafforzare la presenza di Enel negli ecosistemi più all'avanguardia nel mondo. Gli Innovation Hub rendono possibile un nuovo modello di collaborazione, giacché il Gruppo mette a disposizione infrastrutture e una rete di aziende mondiali, nonché le loro conoscenze ed esperienze come attori industriali globali. È stato anche inaugurato il primo Innovation Lab a Catania, per stimolare ricerca e innovazione nel settore energetico attraverso la creazione di un campus tecnologico e un acceleratore di imprenditorialità giovanile che ospiti start-up e centri di ricerca locali, nazionali e internazionali.

Da queste collaborazioni e contaminazioni intellettuali sono nate soluzioni innovative all'avanguardia, che hanno portato anche al deposito di specifici brevetti. Un esempio relativo ai temi di salute e sicurezza sul lavoro è il tessuto per i guanti da utilizzare nei lavori di bassa tensione, frutto di una collaborazione dell'Innovazione della Global Thermal Generation con l'Istituto Italiano di Tecnologia (IIT), che ha portato alla cotitolarità di un brevetto e a un accordo innovativo per la gestione congiunta dei relativi diritti nascenti.

Il processo di cambiamento non può prescindere dallo sviluppo di specifiche attività in materia di cultura dell'innovazione e dell'imprenditorialità aziendale a livello globale, tra cui la campagna di comunicazione cocreata con i dipendenti di tutto il mondo: "#nomoreexcuses". Obiettivo è stato individuare le cause, sotto forma di "scuse", del blocco culturale al cambiamento, e a ognuna delle quali è stata data una risposta orientata a stimolare una reazione di superamento delle stesse e promuovere un'attitudine comportamentale favorevole all'innovazione.

Le principali attività di innovazione nel 2017 relative alla generazione termoelettrica hanno riguardato il miglioramento della flessibilità e dell'efficienza degli impianti di generazione e la minimizzazione dell'impatto ambientale e delle emissioni, nonché l'applicazione di sistemi di diagnostica e monitoraggio avanzati e applicazioni IoT (Internet of Things) e lo sviluppo di sistemi di accumulo e nuovi modelli di business. Un esempio è l'installazione, presso la centrale di Torrevaldaliga Nord, di un sistema drone finalizzato a fornire un servizio di monitoraggio ambientale e di security, in grado di effettuare il volo autonomo, assistito da algoritmi di analisi video e dalla definizione di rotte tridimensionali via software. È stato anche installato un sistema anti-drone per la protezione dell'impianto dal rischio fisico di intrusione di droni ostili.

La rivoluzione digitale delle reti ha riguardato il miglioramento dell'efficienza e della qualità del servizio per i clienti nei diversi Paesi in cui Enel opera. Un esempio importante è quello delle microgrid a Paratebueno (Colombia), che ha consentito di portare energia elettrica sostenibile ad alcuni villaggi e che servirà a testare nuove tecnologie da replicare in altre zone. In Spagna, nell'ambito del progetto "la Graciosa", Enel ha lavorato per dimostrare l'efficacia dell'uso dei sistemi di stoccaggio al fine di massimizzare la penetrazione delle energie rinnovabili mantenendo la massima qualità del servizio nelle reti di distribuzione. È proseguita, inoltre, l'attività del progetto europeo RESCCUE (Resilienza per fare fronte al Cambiamento Climatico nelle Aree Urbane), iniziativa cui Enel partecipa tramite la controllata spagnola Endesa, nata per sviluppare modelli e strumenti innovativi che permettano di migliorare la capacità delle città di far fronte ai problemi derivati degli attuali e futuri scenari climatici.

Infine, il Gruppo si concentra anche sugli ambiti dell'accesso all'energia, dell'integrazione delle rinnovabili nel sistema elettrico e dell'utilizzo di nuove tecnologie, al fine di contribuire a migliorare l'accesso all'energia delle comunità locali, elettrificando zone isolate grazie all'utilizzo combinato di tecnologie di generazione diversificate e all'impiego di sistemi di accumulo, nonché di cercare soluzioni che migliorino l'efficienza e la flessibilità delle risorse rinnovabili anche nei contesti urbani e sviluppare l'utilizzo di nuove risorse rinnovabili a oggi non sfruttate, con particolare focus sull'energia marina.

Energie rinnovabili e decarbonizzazione del mix energetico

La lotta ai cambiamenti climatici e la protezione dell'ambiente sono tra le responsabilità di una grande azienda globale del settore energetico come Enel, che mira al raggiungimento della completa decarbonizzazione della produzione di energia elettrica entro il 2050, contribuendo al raggiungimento dell'SDG 13 delle Nazioni Unite. Una strategia basata su una visione di lungo periodo che si traduce in obiettivi concreti. Oltre alle azioni che fanno leva sul mix di generazione, Enel è attiva nell'innovazione, digitalizzazione, mobilità elettrica, efficienza energetica ecc. In questo scenario, l'impegno di Enel sull'economia circolare, che coniuga innovazione, competitività e sostenibilità ambientale, coinvolge tutte le attività del Gruppo su questi obiettivi. Nel 2017 Enel ha una capacità installata pari a circa 85 GW, in aumento rispetto al 2016 di circa 2 GW a seguito principalmente dell'entrata in funzione di nuovi impianti rinnovabili in Brasile, Perù e Stati Uniti.

La produzione 2017 è pari a circa 250 TWh, in diminuzione rispetto al 2016 di circa 12 TWh, principalmente a seguito del deconsolidamento delle centrali slovacche e di alcuni impianti in Belgio e Nord America, solo parzialmente compensato dall'acquisizione dei nuovi impianti. La generazione Enel proveniente da fonti a emissioni zero è pari a circa il 43%. Dal punto di vista dell'impatto ambientale, il Gruppo conferma tra i propri obiettivi di medio termine al 2020 la riduzione del valore di emissione specifica di CO_2 del 25% rispetto al 2007 (<350 g/kWh$_{eq}$). Le emissioni assolute di CO_2 risultano in lieve diminuzione rispetto al 2016, ma, a fronte della riduzione della produzione totale netta del Gruppo, il valore delle emissioni specifiche di CO_2 risulta in aumento del 4% rispetto all'anno precedente (411 g/kWh$_{eq}$). Anche i valori relativi alle altre emissioni specifiche in atmosfera, SO_2 e NO_x, registrano un leggero aumento in relazione al totale della produzione. Le polveri mostrano, invece, una crescita rispetto al 2016 dovuta a una maggiore produzione termoelettrica da carbone in Russia.

Considerando anche la capacità gestita[1], pari a circa 2,6 GW, e la produzione gestita di circa 7 TWh, i valori totali sono rispettivamente 87,6 GW per la capacità e circa 257 TWh per la produzione. Di conseguenza, il totale della produzione a zero emissioni risulta essere pari a circa il 45% del mix totale, con emissioni specifiche di CO_2 che si attestano a 400 g/kWh$_{eq}$.

Enel si è dotata di una specifica politica volta alla protezione dell'ambiente e delle risorse naturali, alla lotta ai cambiamenti climatici e al contributo per uno sviluppo economico sostenibile. Elemento chiave di tale politica sono i Sistemi di Gestione Ambientale (SGA), riconosciuti a livello internazionale. Nell'ambito delle sue attività nelle tecnologie nucleari, Enel si impegna pubblicamente a garantire che nei propri impianti sia adottata una chiara politica 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 e assicurare l'adozione di approcci manageriali che incorporino i princípi del miglioramento continuo e della gestione dei rischi.

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'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 solo l'8% del totale dell'energia prodotta dal Gruppo

1 Capacità gestita attraverso le joint venture dell'area rinnovabili in Italia, Stati Uniti e Canada.

Enel ha utilizzato e/o consumato acqua dolce in zone "water stressed".
Nel 2017 il consumo complessivo di acqua è stato pari a circa 126 milioni di metri cubi, il 15% in meno rispetto al 2016 per l'uscita degli impianti termoelettrici e nucleari dal perimetro.
Nell'ambito di questo valore (consumo complessivo), la percentuale di acque riutilizzate è di oltre il 5%, in aumento rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno specifico del 2017 è stato pari a 0,49 l/kWh_{eq}, inferiore di circa l'11% rispetto al 2016. 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 uno degli obiettivi strategici della politica ambientale di Enel. Nei diversi territori in cui il Gruppo è presente vengono promossi specifici progetti allo scopo di contribuire alla salvaguardia degli ecosistemi, delle specie e dei relativi habitat. I progetti comprendono una vasta gamma di interventi: inventari e monitoraggi, programmi 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, scale di risalita presso gli impianti idroelettrici).
Nel 2017 Enel ha avviato una collaborazione con l'Unione Internazionale per la Conservazione della Natura (IUCN), un'autorità mondiale in materia di salvaguardia della biodiversità, per rafforzare i piani d'azione sulla biodiversità del Gruppo. La IUCN aiuterà Enel a valutare i rischi e le opportunità per la biodiversità associati a impianti termici e rinnovabili, ad analizzare le best practice per evitare e minimizzare gli impatti sulla biodiversità nei vari siti e a sviluppare un quadro di reporting aziendale allineato agli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (Sustainable Development Goals - SDG).

Gestione, sviluppo e motivazione delle persone

Il personale del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 è pari a 62.900 dipendenti, di cui 49,5% nelle società con sede in Italia. Il saldo tra consistenze di inizio e fine anno mostra un segno positivo di circa 800 risorse dovuto principalmente alle acquisizioni delle società Enel Distribuição Goiás in Brasile e delle nuove società EnerNOC ed eMotorWerks in Nord America. Le assunzioni, pari a 2.301, hanno riguardato l'Italia per il 18%, mentre per il restante 82% sono distribuite nei Paesi esteri.

Nel corso del 2017 il modello organizzativo di Enel, caratterizzato da una matrice linee di business/geografie, si è arricchito della nuova Divisione globale "Enel X" per gestire tutti i prodotti e servizi diversi dalle commodity e supportare il nuovo piano industriale di Enel, che ha fra i suoi pilastri la centralità del cliente e lo sviluppo di tecnologie e servizi low carbon.

Enel sta attraversando un momento di transizione che non comporta solamente l'introduzione di tecnologie innovative, ma un vero e proprio cambiamento di carattere culturale riguardante tutte le persone. Per velocizzare la trasformazione digitale dell'intera azienda è stato lanciato un programma di change management, aperto con tre eventi (Roma, Madrid, Bogotà) al fine di condividere i principali driver della digitalizzazione. A settembre 2017 è stata, inoltre, lanciata una specifica survey su tutta la popolazione Enel, cui hanno partecipato oltre 25.000 persone, con circa 40.000 suggerimenti, commenti e proposte. In relazione alle tre priorità emerse, "Il mio inserimento in azienda", "Conoscere i miei colleghi, l'organizzazione e le procedure aziendali" e "Il mio percorso di formazione", sono state avviate specifiche attività, con un'organizzazione del lavoro trasversale alle professionalità dei diversi team, comunicazioni in tempo reale e interazione costante delle diverse funzioni aziendali. Una cultura organizzativa nuova e agile permette di mettere al centro le persone, coinvolgendole e responsabilizzandole al fine di creare valore rapidamente in modo collaborativo ed efficace.

In linea con tale scenario, il processo di recruiting si è focalizzato nella ricerca di profili specialistici con elevate competenze digitali in grado di supportare il Gruppo nel processo di trasformazione. La selezione ha interessato maggiormente le aree di ICT, mercato, comunicazione, infrastrutture e reti.

Il modello Open Power di valori e comportamenti, declinato in diversi aspetti operativi al fine di aumentare il coinvolgimento e la partecipazione delle persone che lavorano in Enel, costituisce un punto di riferimento per tutti i processi di gestione e sviluppo delle persone.

Il processo di valutazione delle performance quantitative e qualitative nel 2017 ha visto coinvolto il personale del Gruppo a differenti livelli. In particolare, nel 2017, per la valutazione qualitativa, si è registrata una partecipazione del 90% delle persone nella fase di autovalutazione, del 99% in fase di valutazione, mentre il 94% ha realizzato il colloquio di feedback con il proprio responsabile.
La valutazione quantitativa è invece stata effettuata per la popolazione con remunerazione variabile, prevedendo l'assegnazione di obiettivi e la loro successiva valutazione.

Per assicurare un'adeguata valorizzazione del merito e l'efficace continuità manageriale, il Gruppo Enel ha inoltre adottato una gestione dei piani di sviluppo intesa a favorire l'individuazione e la differenziazione dei profili di successione delle posizioni manageriali.
Il processo è finalizzato a garantire adeguati presídi organizzativi, individuando le posizioni più strategiche e prevedendo per ognuna di esse una lista di potenziali successori e le necessarie azioni di sviluppo a sostegno della crescita manageriale, tenendo anche conto degli impegni assunti dal Gruppo Enel riguardo ai temi della diversity e dell'inclusione.
Al fine di garantire l'efficacia del suddetto processo, tutte le posizioni manageriali del Gruppo vengono analizzate, prendendo a riferimento le principali variabili di analisi secondo una metodologia allineata alle best practice internazionali, e prevedendo per ognuna di esse l'individuazione di successori "ready", pronti nel breve periodo, e successori in "pipeline", pronti nel medio periodo, con particolare attenzione ai giovani, alle donne e alla valorizzazione delle esperienze inter-funzionali e internazionali.
A tale processo è affiancato quello di "talent management", volto a individuare progetti di sviluppo adeguati ai profili individuali e professionali e alle posizioni per le quali i successori sono stati identificati.

Facendo seguito all'ultima indagine sul clima aziendale svoltasi nel corso del 2016, che ha interessato l'intera forza lavoro del Gruppo (con un tasso di partecipazione pari all'84%) e mostrato nel complesso un significativo livello di consenso all'interno dell'azienda sui vari profili oggetto dell'analisi, è stato definito un dettagliato piano di azione per rispondere alle esigenze emerse. A sostegno di queste evidenze, il piano di intervento a livello di Gruppo ha previsto nel 2017 lo sviluppo di circa 1.500 azioni sulle priorità emerse, articolandosi nei diversi temi: Work-Life Balance, Lifestyle Diversity and Work Environment, Open Power Culture, Working Relationships and Organization, Health and Safety, Meritocracy.

Diversità e inclusione

Nel 2017 è proseguito l'impegno di Enel per valorizzare la diversità in tutte le sue forme, di genere, età, cultura e abilità.
La policy globale "Diversità e inclusione", approvata nel 2015, promuove e tutela l'uguale trattamento sulla esclusiva base delle capacità e competenze professionali in tutte le decisioni che riguardano il rapporto di lavoro, la possibilità di partecipazione senza ostacoli alla vita organizzativa, l'importanza del bilanciamento tra vita privata e vita professionale e il supporto delle esigenze quotidiane e reali dei dipendenti in ogni situazione nella quale una persona può venire a trovarsi durante la propria vita lavorativa. L'applicazione della policy ha permesso di sviluppare progetti globali e locali di valorizzazione delle diversità, di creare un vocabolario condiviso e ha aumentato la consapevolezza nell'intera organizzazione dell'importanza della diversità e inclusione per le persone e per il business. In particolare, Enel ha promosso soluzioni per migliorare l'equilibrio tra vita privata e vita lavorativa e supportare le necessità concrete e quotidiane delle persone. A questo proposito il 2017 è stato un anno significativo per consolidare la cultura della flessibilità lavorativa e l'estensione dello smart working, che a oggi coinvolge quasi 9.000 persone nei diversi Paesi del Gruppo.
L'impatto della policy viene monitorato su un dettagliato set di indicatori associati alle diverse azioni e dimensioni. In particolare, Enel si è data l'obiettivo pubblico di assicurare un'equa rappresentanza dei due generi nelle fasi iniziali dei processi di selezione e recruiting (circa 50% al 2020). Nel 2017 è stata raggiunta, in linea con la traiettoria definita, la presenza del 35% di donne nei processi di selezione.

Relazioni industriali

Enel rispetta la normativa del lavoro dei diversi Paesi e le convenzioni dell'International Labour Organization (ILO) sui diritti dei lavoratori (libertà di associazione e contrattazione collettiva, consultazione, diritto di sciopero ecc.), promuo-

vendo sistematicamente il dialogo tra le parti e cercando un adeguato livello di accordo e condivisione sulle strategie aziendali da parte dei dipendenti.
Le attività di relazioni industriali a livello di Gruppo continuano a essere svolte secondo il modello previsto nel Global Framework Agreement (GFA) di Enel, siglato a Roma nel 2013 con le Federazioni Italiane e le Federazioni globali IndustriAll e Public Services International. L'accordo è fondato sui princípi dei diritti umani, del diritto del lavoro e dei migliori e più avanzati sistemi di relazioni industriali transnazionali dei gruppi multinazionali e delle istituzioni di riferimento a livello internazionale, tra cui l'ILO. È stato anche riconosciuto e apprezzato come best practice a livello delle multinazionali europee ed extra UE. Sono state presentate le prospettive di rinnovo di tale accordo, aggiornato in coerenza con la nuova filosofia Open Power del Gruppo e i valori che la contraddistinguono anche nelle relazioni con i soggetti collettivi rappresentanti dei dipendenti di tutti i Paesi.

Relazioni responsabili con le comunità

Operare in un mondo in costante cambiamento, in cui fenomeni globali si inseriscono in contesti molto diversi per cultura e sviluppo socio-economico, è una delle principali sfide che i gruppi multinazionali devono affrontare. Enel si impegna a rispettare i diritti delle comunità e a contribuire al loro progresso economico e sociale, interfacciandosi quotidianamente con una molteplicità di stakeholder. Elemento distintivo è la definizione di un approccio globale e allo stesso tempo locale, per tenere in considerazione le diverse specificità-Paese, attraverso ascolto, cooperazione, e conoscenza del contesto di riferimento.
Il dialogo costante con le comunità e il coinvolgimento inclusivo di piccoli e medi imprenditori e di diverse organizzazioni operanti sul territorio consentono di costruire insieme progetti e soluzioni che rispondono a priorità comuni, favoriscono lo sviluppo locale e permettono la creazione di valore condiviso nel lungo periodo. Nel 2017 Enel, con più di 1.200 progetti e oltre 9 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 rispetto agli SDG. Leva fondamentale per realizzare questi progetti è il ricorso a partnership con organizzazioni operanti a livello locale che promuovono lo sviluppo del territorio attraverso interventi innovativi e su misura. In particolare, al 2017, risultano attive più di 600 partnership in tutto il mondo con organizzazioni locali, imprese sociali, università, associazioni internazionali e ONG.

Gestione dei clienti

La digitalizzazione e l'attenzione al cliente sono importanti fattori abilitanti della strategia di Enel. L'impegno costante nel garantire la fornitura di energia, nel fornire prodotti e servizi di qualità e nella cura e attenzione nelle attività di customer care caratterizza la relazione di Enel con i propri clienti nei diversi Paesi in cui il Gruppo opera. Nel 2017 il numero medio di clienti energia e gas è stato pari a circa 64 milioni, in crescita rispetto al 2016.

È precisa responsabilità di Enel assicurare una fornitura continua e sicura dell'energia ai sistemi elettrici nazionali dei Paesi in cui opera come distributore. La qualità della fornitura è strettamente legata all'affidabilità e al livello di efficienza dell'infrastruttura di trasmissione e distribuzione, che deve essere in grado di far fronte ai livelli di domanda richiesti. Enel, in coordinamento con gli altri soggetti che a vario titolo operano sulle infrastrutture di rete, realizza continui interventi di sviluppo e di efficientamento, volti principalmente a ridurre il numero e la durata delle interruzioni del servizio.
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'attenzione verso le fasce più vulnerabili. Per esempio, in Italia nel corso del 2017 è stato lanciato un prodotto per la fornitura di energia elettrica allo scopo di sostenere la ripresa delle attività economiche produttive, relativa al settore zootecnico e agricolo, nelle zone colpite da due eventi naturali (sisma e nevicata). L'offerta, denominata Energia Impresa Abruzzo, è veicolata attraverso i soli canali diretti (Punti fisici e key account manager) ed è stata presentata anche alle associazioni di categoria.

La cura del cliente e l'attenzione per un servizio di qualità 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.
Sono numerosi i processi definiti per garantire ai 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. In Iberia continua a essere presente un *Plan de Excelencia en la Atención Comercial* (Piano di eccellenza nell'attenzione al cliente) finalizzato al miglioramento degli indicatori sulla soddisfazione dei clienti attraverso punti di interazione telefonici, di presenza e on line, mentre in Romania i clienti possono esprimere feedback attraverso vari canali, tra cui Contact Center, sito web e, dal 2017, il "Live Agent" tramite il quale, attraverso il sito internet, hanno a disposizione un nuovo canale di comunicazione per la gestione della propria utenza.

Il 2017 è stato anche l'anno in cui Enel ha lanciato la nuova Divisione "Enel X", per creare nuovi servizi e fornire proposte innovative ai clienti. In particolare, sono presenti quattro Global Product Lines:
> e-Industries, che riguarda soluzioni rivolte a grandi clienti con una particolare attenzione verso servizi flessibili;
> e-Mobility, dedicata alla promozione della mobilità elettrica;
> e-Home, dedicata ai clienti residenziali con servizi come l'installazione, la manutenzione e la riparazione di avanzate soluzioni tecnologiche per la casa;
> e-City, che offre servizi integrati alle Pubbliche Amministrazioni e alle municipalità, e soluzioni per la connettività come l'offerta wholesale di servizi di fibra ottica.

Sono, inoltre, presenti due Funzioni globali: il "Product lab", che concepisce, sviluppa e collauda, anche con il sostegno dei clienti, nuovi prodotti e servizi, e il "Platform development", per lo sviluppo delle piattaforme Internet of Things, che sono piattaforme energetiche finalizzate alla gestione di processi complessi nell'ambito delle varie Funzioni con l'obiettivo di rispondere – attraverso tecnologie innovative – alle nuove esigenze dei clienti.

Clienti per area geografica
N. medio

	2017	2016	2017-2016	
Energia elettrica:				
- Italia	26.420.058	26.776.635	(356.577)	-1,3%
- Sud America [1]	18.044.215	15.478.255	2.565.960	16,6%
- Iberia	10.941.644	11.047.937	(106.293)	-1,0%
- Romania	2.782.014	2.736.908	45.106	1,6%
Totale clienti energia elettrica	**58.187.931**	**56.039.735**	**2.148.196**	**3,8%**
Gas naturale:				
- Italia	4.003.484	3.876.191	127.293	3,3%
- Spagna	1.550.424	1.513.379	37.045	2,4%
Totale clienti gas naturale	**5.553.908**	**5.389.570**	**164.338**	**3,0%**

(1) L'aumento di clienti è da attribuirsi al Brasile, per l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás a febbraio 2017.

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 2017 il numero totale di fornitori con cui è stato stipulato un nuovo contratto è pari a circa 31.000.
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 2017 più di 6.700 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.
Anche nel corso del 2017 è proseguito il progetto Sustainable Procurement, attraverso una stretta collaborazione tra Procurement e le unità di Sostenibilità (a livello sia globale sia locale), con l'obiettivo di integrare sempre più i temi ambientali, sociali e di governance nella strategia della catena di fornitura creando valore condiviso con i fornitori in una visione di economia circolare. Elemento chiave è l'omogeneizzazione in tutto il Gruppo dei criteri di selezione, valutazione e monitoraggio dei fornitori da un punto di vista etico, con particolare attenzione ai relativi impatti sulla Società.

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 al fine di garantire un ambiente di lavoro sano. Qualità e sicurezza sono un binomio imprescindibile. Ciascuno è responsabile della propria salute e sicurezza così come di quella delle persone con cui interagisce e, come previsto nella "Stop Work Policy" di Enel, è tenuto a segnalare e fermare tempestivamente qualsiasi situazione a rischio o comportamento non sicuro. 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 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.

	2017	2016	2017-2016	
Indice di frequenza infortuni Enel [1]	**1,20**	**1,25**	**(0,05)**	**-4,0%**
Indice di gravità infortuni Enel [2]	**0,058**	**0,050**	**0,008**	**16,0%**
Infortuni gravi e mortali Enel				
Infortuni gravi [3]	4	5	(1)	-20,0%
Infortuni mortali	2	-	2	-
Totale	**6**	**5**	**1**	**20,0%**
Infortuni gravi e mortali imprese appaltatrici				
Infortuni gravi [3]	9	7	2	28,6%
Infortuni mortali	11	5	6	-
Totale	**20**	**12**	**8**	**66,7%**

(1) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero totale degli infortuni e le ore lavorate espresse in milioni, mentre il Lost Time Injury Frequency Rate (LTIFR) viene calcolato rapportando lo stesso numero di infortuni alle ore lavorate/200.000.

(2) Tale indice è calcolato come rapporto tra il numero di giorni di assenza per infortuni e le ore lavorate espresse in migliaia, mentre il Lost Day Rate (LDR) viene calcolato rapportando lo stesso numero di giorni di assenza per infortuni alle ore lavorate/200.000.

(3) 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 2017 i tassi di infortuni (LTIFR) e di assenza dal lavoro per infortuni (LDR) dei dipendenti del Gruppo Enel si sono attestati rispettivamente a 0,24 e a 11,65. In particolare, però, a fronte di una diminuzione del numero di infortuni e conseguentemente anche del LTIFR, si registra un leggero aumento dei giorni persi e conseguentemente un aumento del LDR.

Per quanto riguarda i dipendenti delle imprese appaltatrici, l'LTIFR si è attestato a 0,19 (in riduzione di circa il 6% rispetto al 2016) e l'LDR a 9,86 (in aumento del 16% rispetto al 2016).

Nel 2017 si sono verificati 2 infortuni mortali che hanno coinvolto dipendenti del Gruppo Enel, e 11 infortuni mortali che hanno coinvolto ditte appaltatrici del Gruppo Enel.

La Policy 106 "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 personale Enel e a personale delle imprese appaltatrici, e gli eventi non gravi considerati significativi, sono stati investigati da un gruppo di esperti. 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 integrata nei processi di appalto e le performance delle imprese sono monitorate sia in fase preventiva tramite il Sistema di Qualificazione, sia in fase di esecuzione del contratto attraverso numerosi processi di controllo.

All'interno del processo del sistema di qualificazione e selezione dei fornitori sono previste regole specifiche e stringenti di selezione delle imprese, sulla base delle performance di salute e sicurezza (H&S) e, per le attività ad alto rischio, è previsto anche un audit di pre-qualificazione. 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 del modello globale sull'indice di Vendor Rating permette di considerare nella valutazione delle imprese anche l'impatto di eventuali infortuni occorsi al loro personale.

Tutte le imprese che lavorano con il Gruppo Enel devono condividerne gli standard in termini di salute e sicurezza. Nelle Condizioni Generali di Contratto (CGC), valide per tutto il Gruppo Enel, sono incluse clausole dedicate alla salute e sicurezza, che prevedono sanzioni in caso di violazioni delle norme di sicurezza, che possono comportare anche la risoluzione del contratto e la sospensione della qualifica.

Per questo motivo le ditte appaltatrici sono coinvolte in molte iniziative volte a promuovere la cultura della sicurezza.

Sicurezza infrastrutturale e innovazione tecnologica

L'innovazione tecnologica è in grado di migliorare tutti i processi in ambito H&S a partire dalla formazione del personale, passando per l'attuazione di misure di prevenzione e protezione, fino all'esecuzione e analisi dei controlli correttivi.

Nel 2017 sono stati introdotti nuovi progetti di innovazione sulla sicurezza e ne sono stati proseguiti alcuni già avviati nel 2016.

Intrinsic Safety: un progetto iniziato nel 2016, incentrato sulla progettazione, l'analisi e l'eventuale modifica di macchinari sia nuovi sia esistenti finalizzato a ridurre l'esposizione delle persone a situazioni, luoghi di lavoro o attività rischiose.

Safety Jacket: il progetto prevede la realizzazione di un giubbino da lavoro con airbag integrato, che affianca le misure già esistenti di protezione dalle cadute con una tecnologia nuova e mai applicata in ambito industriale.

Utilizzo di droni: l'azienda ha adottato l'utilizzo di droni per le ispezioni nelle ciminiere, nelle caldaie e nei canali, al fine di prevenire i rischi connessi all'accesso diretto dei lavoratori in tali luoghi.

Virtual Reality: è proseguito lo sviluppo del simulatore per la realtà virtuale 3D, un progetto nato nel 2015. In particolare, sono stati sviluppati nuovi scenari di realtà virtuale finalizzati alla formazione operativa, su tematiche sia di manutenzione sia di sicurezza.

Virtual Safety Assistant (VSA): un dispositivo elettronico che attraverso la mappatura in tempo reale dell'ambiente circostante e i dati memorizzati relativi alle specifiche attività permette di supportare i lavoratori nell'attuazione delle misure di prevenzione e protezione necessarie allo svolgimento in sicurezza dell'attività.

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 psicofisica 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.

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.

Sviluppo della cultura della salute e sicurezza: formazione e informazione

Diverse sono state le campagne di comunicazione sulla salute e sulla sicurezza realizzate nel corso dell'anno su aree di specifica attenzione per l'azienda. In particolare, quest'anno la comunicazione a livello globale si è concentrata soprattutto su argomenti relativi alla salute personale e alle patologie più comuni, come per esempio: ipertensione, epatite, fumo, fattori di rischio per malattie cardio-vascolari, cancro alla pelle ecc. Le campagne di comunicazione si sono basate sia sulla pubblicazione di notizie sulla intranet aziendale, sia su servizi specifici all'interno della Enel TV e di Enel Radio.

Per quanto riguarda la formazione, nel 2017 ne sono state erogate ai dipendenti Enel oltre 430.000 ore, cui si aggiungono attività di informazione e addestramento sulla sicurezza, con l'obiettivo di accrescere conoscenze e competenze specifiche dei lavoratori in tutto il Gruppo. Tra i vari argomenti trattati si segnala la formazione on line sulla Guida Sicura sia a quattro sia a due ruote e la formazione "Leadership sulla sicurezza" destinata ai manager.

Potenza efficiente netta per fonte di energia primaria

MW

	2017	2016	2017-2016	
Potenza efficiente netta termoelettrica:				
- carbone	15.965	16.103	(138)	-0,9%
- ciclo combinato (CCGT)	15.028	15.100	(72)	-0,5%
- olio combustibile/gas	12.301	12.251	50	0,4%
Totale	**43.294**	**43.454**	**(160)**	**-0,4%**
Potenza efficiente netta nucleare	**3.318**	**3.318**	-	-
Potenza efficiente netta rinnovabile:				
- idroelettrico	27.799	27.425	374	1,4%
- eolico	7.431	6.532	899	13,8%
- geotermoelettrico	802	761	41	5,4%
- biomasse e cogenerazione	57	57	-	-
- altro	2.216	1.132	1.084	95,8%
Totale	**38.305**	**35.907**	**2.398**	**6,7%**
Potenza efficiente netta complessiva	**84.917**	**82.679**	**2.238**	**2,7%**

Potenza efficiente netta per area geografica

MW

	2017	2016	2017-2016	
Italia	**27.652**	**27.760**	**(108)**	**-0,4%**
Iberia	22.732	22.744	(12)	-0,1%
Sud America	20.544	18.915	1.629	8,6%
Russia	8.879	8.944	(65)	-0,7%
Nord e Centro America	3.533	2.792	741	26,5%
Romania	534	534	-	-
Grecia	307	290	17	5,9%
Bulgaria	42	42	-	-
India	172	172	-	-
Sudafrica	522	486	36	7,4%
Potenza efficiente netta complessiva	**84.917**	**82.679**	**2.238**	**2,7%**

Energia elettrica netta prodotta per fonte di energia primaria

GWh

	2017	2016	2017-2016	
Energia elettrica netta prodotta da fonte termoelettrica:				
- carbone	70.497	72.342	(1.845)	-2,6%
- ciclo combinato (CCGT)	44.381	40.303	4.078	10,1%
- olio combustibile/gas	26.855	29.749	(2.894)	-9,7%
Totale	**141.733**	**142.394**	**(661)**	**-0,5%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte nucleare	**26.448**	**33.444**	**(6.996)**	**-20,9%**
Energia elettrica netta prodotta da fonte rinnovabile:				
- idroelettrico	55.363	60.031	(4.668)	-7,8%
- eolico	17.827	18.294	(467)	-2,6%
- geotermoelettrico	5.820	6.194	(374)	-6,0%
- biomasse e cogenerazione	108	226	(118)	-52,2%
- altro	2.577	1.229	1.348	-
Totale	**81.695**	**85.974**	**(4.279)**	**-5,0%**
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**249.876**	**261.812**	**(11.936)**	**-4,6%**

Energia elettrica netta prodotta per area geografica

GWh

	2017	2016	2017-2016	
Italia	**53.518**	**60.912**	**(7.395)**	**-12,1%**
Iberia	78.618	72.323	6.295	8,7%
Sud America	64.627	62.165	2.462	4,0%
Russia	39.830	41.062	(1.232)	-3,0%
Slovacchia	-	9.684	(9.684)	-
Nord e Centro America	9.793	12.268	(2.475)	-20,2%
Romania	1.358	1.235	123	10,0%
Belgio	-	977	(977)	-
Grecia	548	559	(11)	-2,0%
Bulgaria	103	96	7	7,3%
Sudafrica	1.156	203	953	-
India	325	328	(3)	-0,9%
Energia elettrica netta prodotta complessiva	**249.876**	**261.812**	**(11.936)**	**-4,6%**

Altri indici di generazione

	2017	2016	2017-2016	
Generazione da fonte rinnovabile (incidenza % sul totale)	32,7	32,8	(0,1)	-0,3%
Generazione a zero emissioni (incidenza % sul totale)	43,3	45,6	(2,3)	-5,0%
Potenza efficiente netta certificata secondo lo standard ISO 14001 (incidenza % sul totale)	99,0	97,9	1,1	1,1%
Rendimento medio parco termoelettrico (%) [1]	40,7	40,0	0,7	1,8%
Emissioni specifiche di CO_2 dalla produzione netta complessiva (gCO_2/kWh_{eq}) [2]	411	395	16	4,1%
Consumo specifico di acqua per produzione complessiva (l/kWh_{eq}) [3]	0,49	0,55	(0,06)	-10,9%

(1) Le percentuali sono state calcolate secondo la nuova metodologia che non considera per il parco termoelettrico gli impianti O&G italiani in fase di dismissione/marginali. Inoltre, i valori non tengono in considerazione il consumo e la generazione per la cogenerazione relativa al parco termoelettrico 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).

(3) I consumi specifici da produzione sono calcolati considerando il totale dei consumi di acqua da produzione termoelettrica semplice, combinata di energia elettrica e calore e nucleare, rapportato al totale della produzione termoelettrica semplice e combinata di energia elettrica e calore (compreso il contributo del calore in MWh), rinnovabile e nucleare.

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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Per quanto attiene al dettaglio dei rapporti patrimoniali ed economici con parti correlate, si rinvia a quanto illustrato di seguito nella nota 47 del bilancio consolidato.

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

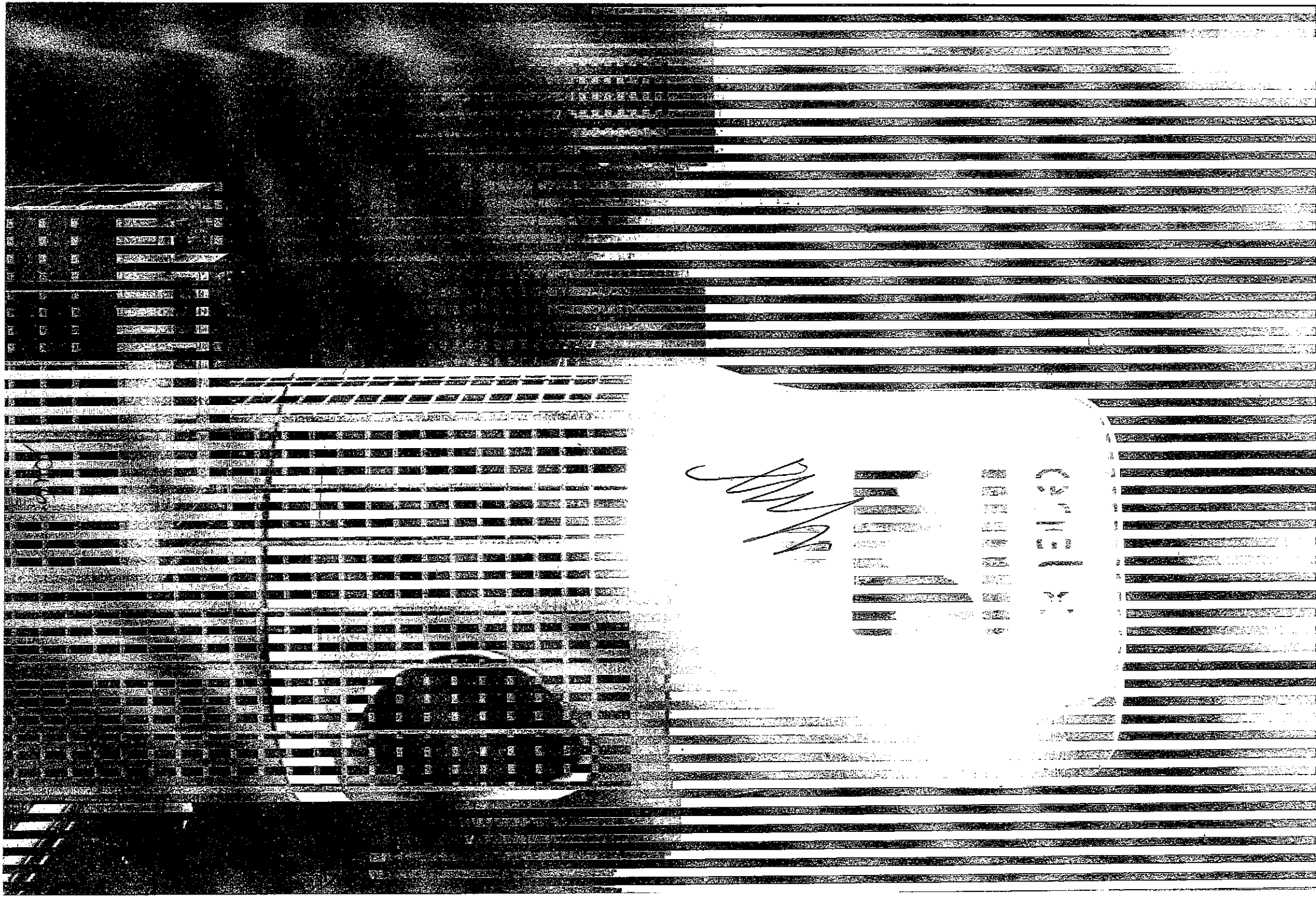
Ai sensi della comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, viene riportato di seguito il prospetto di raccordo tra il risultato dell'esercizio e il patrimonio netto di Gruppo e gli analoghi valori della Capogruppo.

Milioni di euro	Conto economico	Patrimonio netto	Conto economico	Patrimonio netto
	al 31.12.2017		al 31.12.2016 (1)	
Valori civilistici di Enel SpA	**2.270**	**27.236**	**1.720**	**26.916**
Valori di carico e rettifiche di valore delle partecipazioni consolidate	53	(76.076)	836	(77.868)
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	5.875	73.608	4.593	74.469
Riserva di traduzione	-	(2.614)	-	(1.005)
Avviamento	-	13.745	(31)	13.556
Dividendi infragruppo	(4.471)	-	(4.138)	-
Eliminazione degli utili infragruppo non realizzati, al netto del relativo effetto fiscale e altre rettifiche minori	52	(1.104)	(410)	(1.265)
TOTALE GRUPPO	**3.779**	**34.795**	**2.570**	**34.803**
INTERESSENZE DI TERZI	**1.550**	**17.366**	**1.217**	**17.772**
BILANCIO CONSOLIDATO	**5.329**	**52.161**	**3.787**	**52.575**

(1) I dati del 2016 sono stati riclassificati per una migliore rappresentazione.

03

Bilancio consolidato



Prospetti contabili consolidati

Conto economico consolidato

Milioni di euro	Note	2017		2016	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Ricavi					
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.a	72.664	*5.124*	68.604	*4.550*
Altri ricavi e proventi	7.b	1.975	*22*	1.988	*20*
	[Subtotale]	**74.639**		**70.592**	
Costi					
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	8.a	36.039	*7.761*	32.039	*6.603*
Costi per servizi e altri materiali	8.b	17.982	*2.664*	17.393	*2.577*
Costo del personale	8.c	4.504		4.637	
Ammortamenti e impairment	8.d	5.861		6.355	
Altri costi operativi	8.e	2.886	*531*	2.783	*312*
Costi per lavori interni capitalizzati	8.f	(1.847)		(1.669)	
	[Subtotale]	**65.425**		**61.538**	
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	9	**578**	***27***	**(133)**	***29***
Risultato operativo		**9.792**		**8.921**	
Proventi finanziari da contratti derivati	10	1.611		1.884	
Altri proventi finanziari	11	2.371	*18*	2.289	*21*
Oneri finanziari da contratti derivati	10	2.766		2.821	
Altri oneri finanziari	11	3.908	*25*	4.339	*39*
Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	111		(154)	
Risultato prima delle imposte		**7.211**		**5.780**	
Imposte	13	1.882		1.993	
Risultato delle continuing operations		**5.329**		**3.787**	
Risultato delle discontinued operations		-		-	
Risultato netto dell'esercizio (Gruppo e terzi)		**5.329**		**3.787**	
Quota di interessenza del Gruppo		3.779		2.570	
Quota di interessenza di terzi		1.550		1.217	
Risultato per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,37*		*0,26*	
Risultato diluito per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,37*		*0,26*	
Risultato delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,37*		*0,26*	
Risultato diluito delle continuing operations per azione (euro) attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo	14	*0,37*		*0,26*	

Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio

Milioni di euro	Note		
		2017	2016
Risultato netto dell'esercizio		**5.329**	**3.787**
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		(72)	(34)
Quota di risultato rilevata a patrimonio netto da società valutate con il metodo del patrimonio netto		10	(18)
Variazione di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita		(129)	(24)
Variazione della riserva di traduzione		(2.519)	1.952
Altre componenti di Conto economico complessivo non riclassificabili a Conto economico (al netto delle imposte)			
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti		74	(239)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	32	**(2.636)**	**1.637**
Utile complessivo rilevato nell'esercizio		**2.693**	**5.424**
Quota di interessenza:			
- del Gruppo		1.968	3.237
- di terzi		725	2.187

Stato patrimoniale consolidato

Milioni di euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	15	74.937		76.265	
Investimenti immobiliari	18	77		124	
Attività immateriali	19	16.724		15.929	
Avviamento	20	13.746		13.556	
Attività per imposte anticipate	21	6.354		6.665	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	22	1.598		1.558	
Derivati	23	702		1.609	
Altre attività finanziarie non correnti	24	4.002		3.892	
Altre attività non correnti	25	1.064		706	
	[Totale]	**119.204**		**120.304**	
Attività correnti					
Rimanenze	26	2.722		2.564	
Crediti commerciali	27	14.529	*832*	13.506	*958*
Crediti per imposte sul reddito		577		879	
Derivati	23	2.309	*11*	3.945	*18*
Altre attività finanziarie correnti	28	4.614	*3*	3.053	*135*
Altre attività correnti	29	2.695	*162*	3.044	*109*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	7.021		8.290	
	[Totale]	**34.467**		**35.281**	
Attività classificate come possedute per la vendita	31	**1.970**		**11**	
TOTALE ATTIVITÀ		**155.641**		**155.596**	

Milioni di euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto del Gruppo					
Capitale sociale		10.167		10.167	
Altre riserve		3.348		5.152	
Utili e perdite accumulati		21.280		19.484	
	[Totale]	**34.795**		**34.803**	
Interessenze di terzi		**17.366**		**17.772**	
Totale patrimonio netto	32	**52.161**		**52.575**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	33	42.439	*893*	41.336	*1.072*
Benefici ai dipendenti	34	2.407		2.585	
Fondi rischi e oneri quota non corrente	35	4.821		4.981	
Passività per imposte differite	21	8.348		8.768	
Derivati	23	2.998		2.532	
Altre passività non correnti	36	2.003	*36*	1.856	*23*
	[Totale]	**63.016**		**62.058**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	33	1.894		5.372	
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	33	7.000	*89*	4.384	*89*
Fondi rischi e oneri quota corrente	35	1.210		1.433	
Debiti commerciali	37	12.671	*2.365*	12.688	*2.921*
Debiti per imposte sul reddito		284		359	
Derivati	23	2.260	*9*	3.322	*11*
Altre passività finanziarie correnti	38	954		1.264	
Altre passività correnti	40	12.462	*37*	12.141	*28*
	[Totale]	**38.735**		**40.963**	
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	31	**1.729**		-	
Totale passività		**103.480**		**103.021**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**155.641**		**155.596**	

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato (nota 32)

	Capitale sociale e riserve del Gruppo						
Milioni di euro	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 2016	**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 EGP	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**
Distribuzione dividendi	-	-	-	-	-	-	-
Riparto del risultato netto dell'esercizio precedente	-	-	-	-	-	-	-
Operazioni su non controlling interest	-	-	-	-	-	-	-
Variazione perimetro di consolidato	-	-	-	-	-	-	-
Utile complessivo rilevato	-	-	-	-	(1.609)	(140)	(129)
di cui:							
- utile/(perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	*(1.609)*	*(140)*	*(129)*
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2017	**10.167**	**7.489**	**2.034**	**2.262**	**(2.614)**	**(1.588)**	**(23)**

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per piani a benefici definiti	Riserva per cessioni di 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**
(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**
-	-	-	-	(1.983)	**(1.983)**	**(1.052)**	**(3.035)**
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	7	-	**7**	**(6)**	**1**
-	-	-	-	-	-	**(73)**	**(73)**
7	60	-	-	3.779	**1.968**	**725**	**2.693**
7	*60*	-	-	-	***(1.811)***	***(825)***	***(2.636)***
-	-	-	-	*3.779*	***3.779***	***1.550***	***5.329***
(5)	**(646)**	**(2.398)**	**(1.163)**	**21.280**	**34.795**	**17.366**	**52.161**

Rendiconto finanziario consolidato

Milioni di euro	Note	2017		2016	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Risultato del periodo prima delle imposte		**7.211**		**5.780**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment	8.d	5.861		6.355	
(Proventi)/Oneri finanziari	10-11	2.692		2.987	
Proventi netti derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12	(111)		154	
Variazioni del capitale circolante netto:		(1.265)		662	
- rimanenze	26	(112)		413	
- crediti commerciali	27	(1.530)	*126*	(959)	*(21)*
- debiti commerciali	37	65	*(556)*	1.149	*10*
- altre attività e passività		312	*106*	59	*(81)*
Accantonamenti ai fondi		353		772	
Utilizzo fondi		(1.149)		(1.553)	
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	10-11	2.898	*21*	1.544	*21*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	10-11	(4.747)	*(39)*	(4.343)	*(39)*
(Proventi)/Oneri netti da valutazione commodity		59		(278)	
Imposte pagate	13	(1.579)		(1.959)	
(Plusvalenze)/Minusvalenze		(98)		(274)	
Cash flow da attività operativa (A)		**10.125**		**9.847**	
Investimenti in attività materiali non correnti	15	(7.226)		(7.927)	
Investimenti in attività immateriali	19	(1.273)		(915)	
Investimenti in imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	5	(900)		(382)	
Dismissione di imprese (o rami di imprese) al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti ceduti	5	216		1.032	
(Incremento)/Decremento di altre attività di investimento		(111)		105	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		**(9.294)**		**(8.087)**	
Nuove emissioni di debiti finanziari a lungo termine	33	12.284		2.339	
Rimborsi e altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto	33	(10.579)	*(179)*	(4.049)	*(89)*
Operazioni relative a non controlling interest	32	(478)		(257)	
Dividendi e acconti sui dividendi pagati	32	(2.873)		(2.507)	
Cash flow da attività di finanziamento (C)		**(1.646)**		**(4.474)**	
Effetto variazione cambi su disponibilità liquide e mezzi equivalenti (D)		**(390)**		**250**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C+D)		**(1.205)**		**(2.464)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio [1]		8.326		10.790	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio [2]		7.121		8.326	

(1) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 8.290 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (10.639 milioni di euro al 1° gennaio 2016), "Titoli a breve" pari a 36 milioni di euro al 1° gennaio 2017 (1 milione di euro al 1° gennaio 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 150 milioni di euro al 1° gennaio 2016.

(2) Di cui "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" per 7.021 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (8.290 milioni di euro al 31 dicembre 2016), "Titoli a breve" pari a 69 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (36 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti" delle "Attività possedute per la vendita" pari a 31 milioni di euro al 31 dicembre 2016.

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 Sud America.
Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 comprende i bilanci di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo"). L'elenco delle società controllate, collegate, joint operation e joint venture incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.
La pubblicazione del presente bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 22 marzo 2018.
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 2017 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.

2

Princípi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la 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 secondo il principio della competenza e 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 ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e del gas erogati 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; ai volumi così definiti vengono applicati i corrispettivi di vendita ai clienti finali. 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 pen-

sionistici 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. 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.
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.
I flussi di cassa attesi sono predisposti sulla base dei più recenti piani aziendali approvati e delle informazioni disponibili al momento della stima; pertanto le assunzioni utilizzate nella stima dei flussi di cassa si basano sul giudizio della direzione aziendale con particolare riferimento all'andamento di variabili future, quali per esempio:

- l'andamento atteso della domanda elettrica e del gas;
- la disponibilità attesa delle risorse rinnovabili;
- il mix di produzione degli impianti di generazione tradizionale, tenuto conto dei prezzi attesi e delle disponibilità delle commodity (gas, carbone, olio combustibile ecc.);
- i prezzi attesi di vendita di energia e gas;
- le variabili macroeconomiche quali inflazione, tassi di cambio e tassi di sconto.

Il tasso di sconto al lordo delle imposte riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività di attualizzazione.

Tuttavia, possibili variazioni nella stima dei fattori su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse.

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

La legge 7 agosto 2012, n. 134 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l'altro, che cinque anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.
Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo di azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (art. 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del

valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti princípi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).
Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima ragionevole e affidabile 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 devoluzione, 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 2017 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 diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, che potrebbero generare passività di importo significativo, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono il Gruppo, con riferimento alla loro classificazione tra le passività potenziali ovvero tra le passività.
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; la nota 49 fornisce l'informativa delle passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo.

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 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 2017", cui si rimanda.
Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.
Si segnala, infine, come nella valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo non siano state riscontrate situazioni di controllo *de facto*.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, un accordo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto.
Si ha il controllo congiunto quando per le decisioni relative alle attività rilevanti dell'accordo congiunto è richiesto il consenso unanime o almeno di due parti dell'accordo stesso.
Un accordo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.
Ai fini di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.
A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear 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 Sud America operanti in Brasile (essenzialmente Enel Distribución Rio ed Enel Distribución Ceará SA).

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefici post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i Fondi pensione FOPEN e FONDENEL), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.
I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 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 di 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 subito una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile e il valore contabile della partecipazione stessa.

Nel caso della joint venture Slovak Power Holding BV, 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. Tale valore viene confrontato con il valore contabile della partecipazione, il quale è misurato sulla base delle risultanze della medesima formula alla data di closing dell'operazione, 28 luglio 2017.

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 corrispettivo trasferito 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 un'attività o una passività, ossia come uno 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 riduzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o bonifica del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nel paragrafo "Fondi rischi e oneri".

Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura continuativa e duratura di energia elettrica sono rilevati al fair value alla data del trasferimento.

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscano al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	20-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	20-85 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	20-75 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	24-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	25-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	19-46 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-45 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-66 anni
Centrali nucleari	60 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	10-20 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-22 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-25 anni
- turbine e generatori	20-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-25 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-40 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	18-25 anni
- impianti di illuminazione artistica	20-25 anni
Linee di trasporto	20-50 anni
Stazioni di trasformazione	10-60 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	30-50 anni
- cabine primarie	10-60 anni
- reti di media e bassa tensione	23-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	2-27 anni
- gruppi di misura bilancio energia	2-35 anni
- contatori elettronici	10-20 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore,

della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.
I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.
I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica. Per 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 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 pro-

babile 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 di seguito dettagliata.

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 at-

tualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.
I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management e contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti.
Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono determinati sulla base di un tasso di crescita che non eccede il tasso di crescita media previsto per il settore e il Paese.
Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla cash generating unit cui tale attività appartiene.
Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa cash generating unit cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".
Le perdite di valore di una cash generating unit sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.
Se vengono meno i presupposti per una 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 subito una riduzione di valore.
Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della cash generating unit, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, 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 a 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 subito una perdita di valore.
Una perdita di valore è rilevata se e solo se tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività, che sono attendibilmente stimati.
L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, per esempio:

- la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
- una violazione del contratto, come un inadempimento o mancato pagamento degli interessi o del capitale;
- l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
- una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.

Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.
Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto economico.
Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.
Se l'importo di una perdita di valore rilevata in passato diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, essa è riversata a Conto economico.
Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come, per esempio, variazioni significative con un effetto negativo nell'ambiente tecnologico, di mercato, economico e legale.
Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del fair value, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la variazione negativa di fair value precedentemente rilevata nelle altre componenti di Conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a Conto economico.
L'importo della perdita cumulata è determinato come differenza tra il costo di acquisizione e il fair value corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a Conto economico. Le perdite di valore su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinate.
Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il fair value non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di impairment, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso corrente 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 sull'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 inte-

ramente 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 (per es., immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza

energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"emission trading system" istituito a livello europeo.

I certificati verdi, presenti oramai solo all'estero, 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 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'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 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;
> 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 su base lineare 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 rileva-

te 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 2017

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai princípi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2017.

> "Modifiche allo IAS 7 - Iniziativa di informativa", 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). L'applicazione di tali modifiche non ha comportato modifiche sostanziali nell'informativa del presente bilancio consolidato.
> "Modifiche allo IAS 12 - Rilevazione di attività fiscali differite per perdite non realizzate", emesso a gennaio 2016. Forniscono chiarimenti sulle modalità di rilevazione delle imposte anticipate relative a strumenti di debito valutati al fair value. Più direttamente, le modifiche chiariscono i requisiti per la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento a perdite non realizzate, al fine di eliminare le diversità nella prassi contabile. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio consolidato.
> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016", emesso a dicembre 2016, limitatamente alle modifiche apportate al principio "IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità". In particolare, 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 fossero applicabili a tali partecipazioni. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio consolidato.

Princípi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi princípi, modifiche ai princípi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2017.

> "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 sia i flussi di cassa contrattuali sia quelli 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 framework 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 aggregate (*i.e.*, una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39 riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis 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.

Nel corso dell'esercizio 2017 è stato completato il 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 state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39 rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (*i.e.*, SPPI test e business model);
b) "Impairment": è stata effettuata 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, in applicazione dell'approccio semplificato previsto dal principio, tali crediti sono

stati suddivisi in specifici cluster, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento, ed è stato applicato il modello di impairment basato sulle perdite attese sviluppato dal Gruppo per la valutazione collettiva. Per i crediti commerciali ritenuti dal management individualmente significativi e per cui si dispongono informazioni più puntuali sull'incremento significativo del rischio di credito, all'interno del modello semplificato, è stato applicato un approccio analitico;

c) "Hedge Accounting": sono state svolte le specifiche 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.

In sede di prima applicazione, gli effetti relativi all'adozione dell'IFRS 9 per "Classification and Measurement" e "Impairment" saranno rilevati nel patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018, mentre, relativamente all'"Hedge Accounting", l'adozione delle nuove disposizioni è prospettica, fatta eccezione per la facoltà di separare i currency basis spread dalla relazione di copertura che il Gruppo ha scelto di applicare retrospettivamente.

In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dal 1° gennaio 2018 dell'IFRS 9 comporterà, al netto del relativo effetto fiscale, un decremento, non significativo, del patrimonio netto di Gruppo, riferibile principalmente all'adozione dell'expected loss model.

> "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 assunto 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 cinque 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 forniscono 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 retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 con possibilità di rilevare l'effetto a patrimonio netto al 1° gennaio 2018.

Nel corso del 2017 è stata completata l'attività progettuale, avviata nel 2016, volta a individuare gli impatti connessi all'adozione del principio sul bilancio consolidato del Gruppo. In particolare, le fattispecie più significative a livello di bilancio consolidato di Gruppo che saranno interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono a principalmente a: (i) i ricavi riferiti a taluni contratti di connessione alla rete elettrica precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell'allaccio e, per effetto dell'IFRS 15, riscontati sulla base della natura dell'obbligazione risultante dal contratto con i clienti; e (ii) capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti.

In termini di rappresentazione, l'applicazione dell'IFRS 15 comporterà, inoltre, limitate fattispecie di riclassificazione nell'ambito del Conto economico.

In sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, il Gruppo Enel intende avvalersi della possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, si precisa che, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 15, a partire dal 1° gennaio 2018, comporterà, al netto del relativo effetto fiscale, un decre-

mento complessivo del patrimonio netto di Gruppo pari a 3,7 miliardi di euro.

Tale diminuzione risente della rideterminazione dei corrispettivi relativi ai contratti per la connessione della clientela alla rete elettrica, parzialmente bilanciata da una variazione positiva relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela al netto del relativo ammortamento.

> "Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", emesso ad aprile 2016. Introduce delle 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, che saranno applicabili dal 1° gennaio 2018, non impattano sulla stima dei potenziali impatti derivanti dall'adozione dell'IFRS 15.

> "IFRS 16 - Leasing", 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 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.

> "IFRS 17 - Insurance Contracts", emesso a maggio 2017. Definisce, essenzialmente, i criteri di rilevazione, misurazione, presentazione e disclosure dei contratti di assicurazione e riassicurazione emessi dalla società, nonché dei contratti di riassicurazione posseduti dalla società. L'IFRS 17 sostituisce il precedente standard IFRS 4 che non prevedeva un univoco metodo di rilevazione dei contratti assicurativi, con la conseguenza che tali contratti potevano essere rilevati differentemente nelle diverse giurisdizioni e, potenzialmente, anche nell'ambito della stessa società.

Il nuovo standard:

- richiede di fornire informazioni aggiornate circa le obbligazioni, i rischi e le performance dei contratti di assicurazione;
- aumenta la trasparenza delle informazioni finanziarie fornite dalle società di assicurazione, consentendo agli utilizzatori di bilancio di avere una maggiore confidenza nella comprensione del settore assicurativo; e
- introduce un metodo di contabilizzazione coerente per tutti i contratti assicurativi basato su un unico modello di valutazione.

Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> "Modifiche all'IFRS 2: Pagamenti basati su azioni", 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 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.

> "Modifiche all'IFRS 4: Applicazione congiunta dell'IFRS 9 - Strumenti finanziari e dell'IFRS 4 - Contratti assicurativi", 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo Enel ha deciso di non esercitare l'opzione di esenzione temporanea per l'applicazione dell'IFRS 9 al settore assicurativo.

> "Amendments to IFRS 9: Prepayment features with negative compensation", emesso a ottobre 2017. Le modifiche introducono un'eccezione circoscritta all'IFRS 9 per particolari attività finanziarie che altrimenti avrebbero flussi di cassa contrattuali che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interessi ma non soddisfano tale condizione solo per la previsione di un pagamento anticipato. In particolare, gli emendamenti prevedono che le attività finanziarie con clausola contrattuale che consente (o richiede) all'emittente di ripagare uno strumento di debito o permette (o richiede) al detentore di rimborsare uno strumento di debito all'emittente prima della scadenza possono essere valutate al costo ammortizzato o al fair value con contropartita patrimonio netto, subordinatamente alla valutazione del modello di business in cui sono detenute, se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- la società acquisisce o emette l'attività finanziaria a un premio o a uno sconto rispetto all'importo nominale del contratto;
- l'ammontare del pagamento anticipato rappresenta sostanzialmente l'importo nominale contrattuale e gli interessi contrattuali maturati (ma non pagati), che possono includere un ragionevole compenso aggiuntivo per la risoluzione anticipata del contratto; e
- quando all'atto della rilevazione iniziale da parte della società il fair value della opzione di pagamento anticipato è non significativo.

Nel corso del 2017 lo IASB ha discusso inoltre il tema della modifica o sostituzione di una passività finanziaria che non comporta l'eliminazione contabile della stessa. La discussione si è concretizzata nell'aggiunta di una sezione nelle *Basis for Conclusion* dell'"IFRS 9 - Another issue: Modification or exchange of a financial liability that does not result in derecognition".

Lo IASB ha concluso che i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile della passività finanziaria risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria che non determina l'eliminazione contabile dell'attività.

Le modifiche sono applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o in data successiva. È consentita l'applicazione anticipata.

> "Amendments to IAS 28 - Long-term interests in associates and joint ventures", emesso a ottobre 2017. Le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'"IFRS 9 - Strumenti finanziari" alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> "Modifiche allo IAS 40: Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari", 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 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 che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> "IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments", emesso a giugno 2017. L'interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. L'incertezza può riguardare sia le imposte correnti sia quelle differite. L'interpretazione propone che la società debba rilevare una passività o un'attività fiscale in condizioni di incertezza, se è probabile che l'Autorità fiscale accetterà o meno un determinato trattamento fiscale esaminando quanto ha il diritto di esaminare e avendo piena conoscenza di tutte le informazioni. L'interpretazione richiede, inoltre, che un'entità debba riesaminare i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le proprie previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi. L'interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016", emesso a dicembre 2016, limitatamente alle modifiche apportate ai seguenti principi:

- "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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.

Le nuove disposizioni contengono modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo.

> "Annual improvements to IFRSs 2015-2017 cycle", emesso a dicembre 2017. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:

- "IFRS 3 - Aggregazioni aziendali"; le modifiche chiariscono che un joint operator che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione;
- "IFRS 11 - Joint Arrangements"; le modifiche chiariscono che se una società che partecipa in un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell'IFRS 3) senza esercitare un controllo congiunto acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta;
- "IAS 12 - Imposte sul reddito"; le modifiche chiariscono che una società deve contabilizzare gli effetti fiscali dei dividendi (definiti dall'IFRS 9) ai fini delle imposte sul reddito nel momento in cui è rilevata la passività relativa al dividendo dovuto, nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove sono state rilevate le transazioni che hanno generato utili distribuibili;
- "IAS 23 - Oneri finanziari"; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici che rimane in essere quando il correlato qualifying asset è pronto per

la destinazione o vendita deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società.

Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

4

Rideterminazione dei dati comparativi

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle Note di commento sono omogenei e confrontabili tra di loro per gli esercizi 2016 e 2017. Non si sono rese necessarie rideterminazioni dei dati comparativi.

5

Principali variazioni dell'area di consolidamento

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

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 (peraltro 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. 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%);

> 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 circa 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 circa 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 circa 51 milioni di euro. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

2017

> Acquisizione, in data 10 gennaio 2017, del 100% di **Demand Energy Networks**, società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti;

> acquisizione, in data 10 febbraio 2017, del 100% di **Más Energía**, società messicana operante nel settore delle energie rinnovabili;

> acquisizione, in data 14 febbraio 2017 e 4 maggio 2017, rispettivamente, del 94,84% e del 5,04% del capitale sociale (per un totale quindi del 99,88%) di **Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D)**, società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goiás; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.1;

> acquisizione, in data 16 maggio 2017, del 100% di **Tynemouth Energy Storage**, società britannica attiva nel settore dell'accumulo di energia elettrica;

> acquisizione, in data 4 giugno 2017, del 100% di **Amec Foster Wheeler Power** (oggi **Enel Green Power Sannio**), società proprietaria di due impianti eolici in provincia di Avellino;

> perfezionamento, in data 7 agosto 2017, dell'acquisto del 100% del **Gruppo EnerNOC** a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA ai precedenti azionisti; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.2;

> acquisizione, in data 25 ottobre 2017, del 100% di **eMotorWerks**, società statunitense operante nei sistemi di gestione della mobilità elettrica; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.3;

> cessione, nel mese di dicembre 2017, da parte di Enel Green Power North America ("EGPNA"), tramite un accordo di cash equity, dell'80% dei titoli di "Classe A" della controllata di EGPNA **Rocky Caney Wind**. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 233 milioni di dollari statunitensi, con una plusvalenza realizzata di 4 milioni di euro.

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;

> acquisizione, in data 3 maggio 2016, del restante 40% di **Maicor Wind**, società operante nel settore eolico in Italia, da parte di Enel Green Power, che ne diviene 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;
> acquisizione, in data 5 ottobre 2017, del 7,7% di **Enel Distribución Perú** tramite un'operazione effettuata in Borsa per un corrispettivo di 80 milioni di dollari statunitensi.

5.1 Acquisizione di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D)

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil ha finalizzato l'acquisizione del 94,84% del capitale sociale di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás per effetto di una concessione valida fino al 2045. La quota restante di Enel Distribuição Goiás è stata offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura ove Enel Brasil si è resa garante dell'acquisto delle azioni non acquisite dai medesimi. La procedura si è chiusa il 4 maggio 2017 e ha permesso al Gruppo di ottenere un'ulteriore quota del 5,04% di Enel Distribuição Goiás, giungendo quindi a una partecipazione complessivamente pari al 99,88%. Il relativo prezzo è stato interamente pagato per cassa.

Nel corso dell'esercizio la società ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività e passività acquisite.
Le principali rettifiche rispetto al valore contabile sono essenzialmente riconducibili all'iscrizione di attività immateriali (in particolare relativamente ai diritti di concessione) e dei correlati effetti fiscali calcolati tenendo in considerazione gli effetti della fusione inversa di Enel Distribuição Goiás in Enel Investimentos. Si segnala che, in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla società rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione [1]	**(278)**
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	1.234
- passività per imposte differite	(161)
- passività per benefici ai dipendenti	(40)
- altre rettifiche	(64)
- interessenze di terzi	(1)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**690**
Costo acquisto 94,84%	665
Costo acquisto ulteriore 5,04%	25
Costo dell'operazione	**690**
Avviamento	-

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 99,88%.

Pertanto, la situazione contabile alla data di acquisizione è così definita:

Situazione contabile di Enel Distribuição Goiás alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 14 febbraio 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 14 febbraio 2017
Immobili, impianti e macchinari	13	-	13
Attività immateriali	572	1.234	1.806
Altre attività non correnti	318	(34)	284
Crediti commerciali	238	-	238
Rimanenze	7	-	7
Altre attività correnti	132	(64)	68
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	-	9
Finanziamenti	(326)	81	(245)
Benefici ai dipendenti	(43)	(40)	(83)
Passività per imposte differite	-	(161)	(161)
Altre passività non correnti	(161)	(17)	(178)
Fondi rischi e oneri	(216)	(11)	(227)
Debiti commerciali	(446)	(4)	(450)
Altre passività correnti	(375)	(15)	(390)
Interessenze di terzi	-	(1)	(1)
Attività nette acquisite	**(278)**	**968**	**690**

La contribuzione di Enel Distribuição Goiás ai risultati del 2017 è di 1.359 milioni di euro nei ricavi e di 37 milioni di euro sul risultato operativo. Enel Distribuição Goiás fa parte della CGU Brasile.

5.2 Acquisizione di EnerNOC

In data 7 agosto 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha perfezionato l'acquisto del 100% del Gruppo EnerNOC. L'acquisizione è avvenuta in due fasi sequenziali: nella prima fase EGPNA ha acquisito il 71,61% del capitale circolante di EnerNOC a un prezzo cash di 7,67 dollari statunitensi per azione a seguito dell'offerta agli azionisti per una quota non inferiore alla maggioranza azionaria di EnerNOC, A valle di tale esito dell'offerta, EGPNA ha completato l'acquisizione liquidando anche gli altri azionisti allo stesso prezzo unitario e ottenendo il 100% della proprietà della società. Il relativo prezzo è stato interamente pagato per cassa
Anche in questo caso, nel corso dell'esercizio la società ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività e passività acquisite: a fronte del costo di acquisto di 212 milioni di euro le attività nette acquisite sono determinate come segue:

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	**(29)**
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	142
- avviamento preesistente	(27)
- passività per imposte differite	(68)
- altre rettifiche	(2)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**16**
Costo dell'operazione	**212**
(di cui versati per cassa)	*212*
Avviamento	196

L'avviamento è stato rilevato principalmente in virtù di sinergie attese dall'aggregazione aziendale.

Situazione contabile del Gruppo EnerNOC alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 7 agosto 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 7 agosto 2017
Immobili, impianti e macchinari	19	-	19
Attività immateriali	26	142	168
Avviamento	27	169	196
Altre attività non correnti	2	-	2
Crediti commerciali	65	-	65
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	68	-	68
Altre attività correnti	17	-	17
Finanziamenti	(90)	-	(90)
Passività per imposte differite	-	(68)	(68)
Altre passività non correnti	(7)	-	(7)
Debiti commerciali	(67)	-	(67)
Altre passività correnti	(89)	(2)	(91)
Attività nette acquisite	**(29)**	**241**	**212**

La contribuzione di EnerNOC ai risultati del 2017 è di 146 milioni di euro nei ricavi e di 8 milioni di euro sul risultato operativo. EnerNOC fa parte della CGU Nord America - Enel X.

5.3 Acquisizione di eMotorWerks

Il 25 ottobre 2017 EnerNOC ha acquisito la società californiana eMotorWerks, leader nella fornitura di stazioni di ricarica per veicoli elettrici, denominate JuiceBox, e titolare di JuiceNet, piattaforma di Internet of Things (IoT) per la gestione intelligente della ricarica dei veicoli elettrici e di altri sistemi di accumulo distribuiti.

Il corrispettivo per l'acquisizione è pari a 130 milioni di euro, di cui 31 versati per cassa al momento dell'acquisizione; la restante parte, pari a 99 milioni di euro, è stimata in base agli accordi di aggiustamento prezzo siglati con la controparte. Negli ultimi mesi dell'anno la società ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività e passività acquisite: a fronte del costo di acquisto di 130 milioni di euro le attività nette acquisite sono determinate come segue:

Determinazione avviamento

Milioni di euro	
Attività nette acquisite prima dell'allocazione	-
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	49
- passività per imposte differite	(12)
Attività nette acquisite dopo l'allocazione	**37**
Costo dell'operazione	**130**
(di cui versati per cassa)	*31*
Avviamento	93

L'avviamento è stato rilevato principalmente in virtù di sinergie attese dall'aggregazione aziendale.

Situazione contabile del Gruppo eMotorWerks alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili *ante* 25 ottobre 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 25 ottobre 2017
Attività immateriali	-	49	49
Avviamento	-	93	93
Altre attività non correnti	1	-	1
Rimanenze	1	-	1
Passività per imposte differite	-	(12)	(12)
Altre passività non correnti	(1)	-	(1)
Debiti commerciali	(1)	-	(1)
Attività nette acquisite	**-**	**130**	**130**

La contribuzione di eMotorWerks ai risultati del 2017 è di 2 milioni di euro nei ricavi e negativa per 1 milione di euro sul risultato operativo. eMotorWerks fa parte della CGU Nord America - Enel X.

5.4 Altre acquisizioni minori

Determinazione avviamento

Milioni di euro	Demand Energy Networks	Más Energía	Tynemouth Energy Storage	Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)	Azovskaya WPS e Windlife Kola Vetro
Immobili, impianti e macchinari	-	-	2	46	-
Attività immateriali	30	-	-	-	-
Imposte anticipate	6	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2	-	-	10	2
Crediti commerciali	-	-	-	1	-
Altre attività correnti	1	-	-	7	-
Finanziamenti a medio lungo termine	-	-	-	(29)	-
Imposte differite	(10)	-	-	-	-
Debiti commerciali	(2)	(3)	-	(1)	-
Altre passività correnti	(2)	-	-	(19)	(2)
Attività nette acquisite	**25**	**(3)**	**2**	**15**	**-**
Costo dell'acquisizione	**38**	**8**	**5**	**10**	**2**
(di cui versati per cassa)	*30*	*8*	*4*	*10*	*2*
Avviamento/(Badwill)	13	11	3	(5)	-

Si precisa che per tutte queste acquisizioni il processo di allocazione del prezzo è stato completato nel corso dell'esercizio.

6

Dati economici e patrimoniali per area di attività

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

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 2017 e del 2016

Risultati 2017 [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	37.900	19.940	13.126	2.374	1.185	96	18	74.639
Ricavi intersettoriali	881	54	28	37	2	-	(1.002)	-
Totale ricavi	**38.781**	**19.994**	**13.154**	**2.411**	**1.187**	**96**	**(984)**	**74.639**
Totale costi	32.455	16.434	8.976	1.868	430	39	(638)	59.564
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	537	13	26	-	2	-	-	578
Ammortamenti	1.769	1.562	1.149	189	202	40	20	4.931
Impairment	626	461	134	83	4	2	1	1.311
Ripristini di valore	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
Risultato operativo	**4.470**	**1.842**	**2.970**	**306**	**553**	**15**	**(364)**	**9.792**
Investimenti	**1.812**	**1.105**	**3.002**	**307** [2]	**1.802** [3]	**30**	**72**	**8.130**

(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 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 325 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2016 [1]

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Ricavi verso terzi	36.091	18.831	10.739	3.618	1.122	29	162	70.592
Ricavi intersettoriali	954	122	29	180	3	-	(1.288)	-
Totale ricavi	**37.045**	**18.953**	**10.768**	**3.798**	**1.125**	**29**	**(1.126)**	**70.592**
Totale costi	30.161	15.522	7.221	3.030	291	15	(1.057)	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	650	359	442	248	19	7	1	1.726
Ripristini di valore	-	(240)	(1)	(18)	-	-	(2)	(261)
Risultato operativo	**4.270**	**1.766**	**2.163**	**286**	**565**	**(5)**	**(124)**	**8.921**
Investimenti	**1.894** [2]	**1.147**	**3.069**	**265** [3]	**1.832**	**304**	**41**	**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 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari	25.935 [1]	23.783	17.064	3.052	5.800	749	54	76.437
Attività immateriali	1.358	15.662	11.857	731	838	115	34	30.595
Crediti commerciali	10.073	2.340	2.432	337	193	29	(856)	14.548
Altro	3.033	1.697	954	194	377	10	(308)	5.957
Attività operative	**40.399** [1]	**43.482**	**32.307**	**4.314** [2]	**7.208** [3]	**903**	**(1.076)**	**127.537**
Debiti commerciali	6.847	2.738	2.790	426	782	60	(837)	12.806
Fondi diversi	2.843	3.592	1.325	101	29	20	527	8.437
Altro	7.170	3.225	2.451	297	254	74	(244)	13.227
Passività operative	**16.860**	**9.555**	**6.566**	**824** [4]	**1.065** [5]	**154**	**(554)**	**34.470**

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(2) Di cui 141 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(3) Di cui 1.675 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(4) Di cui 74 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".
(5) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	**Totale**
Immobili, impianti e macchinari	25.963	24.158	17.411	3.048	4.831	780	80	76.271
Attività immateriali	1.314	15.653	11.045	743	633	113	(16)	29.485
Crediti commerciali	9.437	2.243	1.833	317	111	18	(453)	13.506
Altro	3.373	1.461	515	179	41	2	(98)	5.473
Attività operative	**40.087** [1]	**43.515**	**30.804**	**4.287**	**5.616** [2]	**913**	**(487)**	**124.735**
Debiti commerciali	7.605	2.155	2.445	374	490	58	(439)	12.688
Fondi diversi	3.122	4.096	1.039	127	25	18	572	8.999
Altro	7.126	3.042	1.980	305	210	54	209	12.926
Passività operative	**17.853**	**9.293**	**5.464**	**806**	**725**	**130**	**342**	**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".

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

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Totale attività	**155.641**	**155.596**
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.598	1.558
Altre attività finanziarie non correnti	4.002	3.892
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	260	301
Altre attività finanziarie correnti	4.614	3.053
Derivati	3.011	5.554
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.021	8.290
Attività per imposte anticipate	6.354	6.665
Crediti per imposte sul reddito	577	879
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	517	664
Attività finanziarie e fiscali di attività classificate come possedute per la vendita	150	5
Attività di settore	**127.537**	**124.735**
Totale passività	**103.480**	**103.021**
Finanziamenti a lungo termine	42.439	41.336
Finanziamenti a breve termine	1.894	5.372
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.000	4.384
Altre passività finanziarie correnti	954	1.264
Derivati	5.258	5.854
Passività per imposte differite	8.348	8.768
Debiti per imposte sul reddito	284	359
Debiti tributari diversi	1.323	1.071
Passività finanziarie e fiscali di passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	1.510	-
Passività di settore	**34.470**	**34.613**

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 72.664 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Vendita energia elettrica	43.433	42.337	1.096	2,6%
Trasporto energia elettrica	9.973	9.587	386	4,0%
Corrispettivi da gestori di rete	900	557	343	61,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.635	1.462	173	11,8%
Vendita gas	3.964	3.876	88	2,3%
Trasporto gas	570	563	7	1,2%
Ricavi da vendita di combustibili	8.340	7.028	1.312	18,7%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	800	814	(14)	-1,7%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	566	560	6	1,1%
Altre vendite e prestazioni	2.483	1.820	663	36,4%
Totale	**72.664**	**68.604**	**4.060**	**5,9%**

Nel 2017 i ricavi da "Vendita di energia elettrica" ammontano a 43.433 milioni di euro (42.337 milioni di euro nel 2016) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 31.418 milioni di euro (29.101 milioni di euro nel 2016), le vendite di energia all'ingrosso per 8.820 milioni di euro (11.009 milioni di euro nel 2016) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 3.195 milioni di euro (2.227 milioni di euro nel 2016). L'incremento dei ricavi di vendita di energia elettrica ai clienti finali e per attività di trading, parzialmente compensato dalle vendite di energia all'ingrosso, è dovuto principalmente all'aumento dei volumi intermediati in uno scenario di prezzi medi di vendita in ripresa e alla variazione dei tassi di cambio. Inoltre, la variazione complessiva dei ricavi da vendita di energia elettrica è stata influenzata negativamente dalle variazioni di perimetro, infatti l'incremento dei ricavi relativo all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás per 1.042 milioni di euro è stato più che compensato dalla riduzione dei ricavi di vendita per il deconsolidamento di Slovenské elektráme per 1.225 milioni di euro, di EGPNA REP per 152 milioni di euro, di Marcinelle Energie per 102 milioni di euro e di Enel France per 97 milioni di euro.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2017 a 9.973 milioni di euro, con un incremento di 386 milioni di euro. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Spagna, Sud America e Italia. In Spagna l'aumento dei ricavi da trasporto è connesso all'utilizzo dei nuovi criteri di stima delle tariffe per le attività di trasporto previste dal decreto ministeriale proposto dal Ministero del Turismo e del Commercio.

In Sud America l'incremento dei ricavi da trasporto è dovuto prevalentemente all'aumento della tariffa media, alle maggiori quantità trasportate e all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás.

In Italia l'aumento dei ricavi di trasporto è connesso ai maggiori volumi trasportati nel mercato libero; tuttavia, tale effetto è stato in gran parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione e dei meccanismi di perequazione (deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 654/2015 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, relative al periodo di regolazione 2016-2023" e successive modifiche) e dalla riduzione dei ricavi relativi agli oneri di sistema.

I ricavi per "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono pari nel 2017 a 1.635 milioni di euro, in aumento di 173 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento si riferisce essenzialmente alle società spagnole, per 200 milioni di euro, ed è dovuto all'aumento della produzione di energia elettrica da combustibili liquidi e dei relativi prezzi, per i quali il Gruppo ha diritto ai rimborsi. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi per contributi ricevuti per energia prodotta da fonti rinnovabili, in Enel Green Power per 35 milioni di euro, per la scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti geotermici e idroelettrici.

I ricavi per "Vendita di gas" nel 2017 sono pari a 3.964 milioni di euro (3.876 milioni di euro nel 2016), con un incremento di

88 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento risente essenzialmente dei maggiori ricavi in Iberia per 131 milioni di euro determinati, in particolare, dall'incremento delle quantità vendute e da un leggero aumento dei prezzi medi unitari rispetto a quelli applicati nel 2016. Tale effetto è parzialmente compensato da una riduzione dei ricavi per il deconsolidamento di Marcinelle Energie per 39 milioni di euro.

I ricavi per "Trasporto di gas" sono pari a 570 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro (+1,2%) soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettoriate in Italia.

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 8.340 milioni di euro, aumentano di 1.312 milioni di euro prevalentemente per le vendite di gas. Includono nel 2017 vendite di gas naturale per 8.291 milioni di euro (6.953 milioni di euro nel 2016) e le vendite di altri combustibili per 49 milioni di euro (75 milioni di euro nel 2016).

I "Ricavi da vendita di certificati ambientali", infine, registrano un incremento di 6 milioni di euro per effetto delle maggiori vendite di diritti di emissione CO_2 per 22 milioni di euro e dei certificati di efficienza energetica per 8 milioni di euro, parzialmente compensati dalle minori vendite di certificati verdi per 24 milioni di euro.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2017	2016
Italia	**27.935**	**27.516**
Europa		
Iberia	19.032	17.953
Francia	1.333	1.001
Svizzera	135	367
Germania	2.244	1.880
Austria	290	10
Slovenia	39	29
Slovacchia	54	660
Romania	1.067	996
Grecia	58	60
Bulgaria	9	9
Belgio	46	416
Repubblica Ceca	-	382
Ungheria	472	335
Russia	1.128	961
Olanda	4.063	3.554
Regno Unito	648	1.008
Altri Paesi europei	82	144
America		
Stati Uniti	693	367
Canada	-	-
Messico	359	144
Brasile	4.687	2.536
Cile	3.473	3.510
Perù	1.167	1.215
Colombia	2.103	2.028
Argentina	1.364	1.051
Altri Paesi sudamericani	14	156
Altri		
Africa	79	28
Asia	90	288
Totale	**72.664**	**68.604**

7.b Altri ricavi e proventi - *Euro 1.975 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Contributi in conto esercizio	40	22	18	81,8%
Contributi per certificati ambientali	878	536	342	63,8%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	21	19	2	10,5%
Rimborsi vari	361	241	120	49,8%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	159	399	(240)	-60,2%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	-	99	(99)	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	43	65	(22)	-33,8%
Premio per continuità del servizio	66	51	15	29,4%
Altri ricavi	407	556	(149)	-26,8%
Totale	**1.975**	**1.988**	**(13)**	**-0,7%**

I "Contributi per certificati ambientali" si incrementano di 342 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, essenzialmente per l'incremento dei contributi per certificati di efficienza energetica, per 351 milioni di euro, compensato parzialmente dalla riduzione dei contributi per certificati verdi per 9 milioni di euro.

I "Rimborsi vari" si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 165 milioni di euro (184 milioni di euro nel 2016) e a risarcimenti assicurativi e risarcimenti da terzi per 196 milioni di euro (57 milioni di euro nel 2016). L'incremento dei ricavi per risarcimenti danni si riferisce essenzialmente all'arbitrato instaurato dal Gruppo relativamente al parco eolico Chucas, per il quale al Gruppo è stato riconosciuto l'importo di 100 milioni di euro da ICE (Instituto Costarricense de Electricidad), e al Gruppo Enel Américas per 41 milioni di euro.

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione, pari a 159 milioni di euro nel 2017, si decrementa di 240 milioni di euro rispetto al 2016 e accoglie prevalentemente la plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.
Nel 2016, invece, tale voce si riferiva prevalentemente alle seguenti 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 2017 non si registrano "Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo", mentre erano pari a 99 milioni di euro nell'esercizio precedente.
Nel 2016 i proventi si riferivano per 95 milioni di euro all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la modifica della governance e la conseguente perdita del controllo di EGPNA REP.

La voce "Altri ricavi" per 407 milioni di euro (556 milioni di euro nel 2016) registra un decremento di 149 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale decremento si riferisce prevalentemente:

- alla riduzione dei canoni di locazione per 94 milioni di euro, che si riferisce essenzialmente a Enel Américas;
- al decremento degli altri ricavi e proventi per 50 milioni di euro, relativo per 35 milioni di euro a Renovables de Guatemala;
- alla riduzione degli altri ricavi connessi al business elettrico per 34 milioni di euro che si riferisce per 23 milioni di euro al Gruppo Enel Américas e per 11 milioni di euro al deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

8.a Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile - *Euro 36.039 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Energia elettrica	20.011	18.514	1.497	8,1%
Gas	12.654	10.514	2.140	20,4%
Combustibile nucleare	137	165	(28)	-17,0%
Altri combustibili	3.237	2.846	391	13,7%
Totale	**36.039**	**32.039**	**4.000**	**12,5%**

Gli acquisti di "Energia elettrica" nel 2017 ammontano a 20.011 milioni di euro, con un incremento di 1.497 milioni di euro rispetto al 2016 (8,1%). Tali costi includono gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 7.494 milioni di euro (6.801 milioni di euro nel 2016), gli acquisti di energia negoziati sulle Borse dell'energia elettrica per 6.444 milioni di euro (4.418 milioni di euro nel 2016) e altri acquisti effettuati su mercati locali ed esteri e nell'ambito dei servizi di dispacciamento e bilanciamento, per un importo complessivo di 6.073 milioni di euro (7.295 milioni di euro nel 2016).
I maggiori costi sono, quindi, dovuti prevalentemente all'incremento degli acquisti effettuati sulla Borsa (in particolare in Italia, Iberia e Sud America, quest'ultima prevalentemente per effetto dell'ingresso di Enel Distribuição Goiás nel perimetro di consolidamento a partire da febbraio 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori acquisti di altre tipologie per un totale di 1.222 milioni di euro, sostanzialmente riferibile alla riduzione dei volumi e dei prezzi intermediati dalla Country Italia e all'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

Gli acquisti di "Gas" registrano un incremento di 2.140 milioni di euro, sostanzialmente riferibile al più alto valore del gas acquisito da terzi. Tale variazione risente dell'incremento dei costi medi, in termini sia di prezzo sia di quantità, cui si aggiunge che nel 2016 tale voce beneficiava degli effetti riduttivi prodotti da accordi di price review per alcuni contratti di fornitura in misura maggiore rispetto al 2017.

Gli acquisti di "Altri combustibili" aumentano di 391 milioni di euro, attestandosi a 3.237 milioni di euro nel 2017, principalmente attribuibile all'incremento del consumo in uno scenario di prezzi crescenti.

8.b Costi per servizi e altri materiali - *Euro 17.982 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Vettoriamenti passivi	9.840	9.448	392	4,1%
Manutenzioni e riparazioni	1.128	1.169	(41)	-3,5%
Telefonici e postali	199	190	9	4,7%
Servizi di comunicazione	127	113	14	12,4%
Servizi informatici	627	442	185	41,9%
Godimento beni di terzi	525	541	(16)	-3,0%
Altri servizi	3.656	3.782	(126)	-3,3%
Altri materiali	1.880	1.708	172	10,1%
Totale	**17.982**	**17.393**	**589**	**3,4%**

I costi per servizi e altri materiali, pari a 17.982 milioni di euro nel 2017, registrano un incremento di 589 milioni di euro rispetto all'esercizio 2016, sostanzialmente riferito a maggiori costi per vettoriamenti passivi per 392 milioni di euro, concentrati in Sud America, Italia e Nord America, a maggiori costi per prestazioni informatiche per 185 milioni di euro, iscritti soprattutto sul territorio italiano, e a più alti costi sostenuti per l'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti in concessione in Brasile, prevalentemente in conseguenza del consolidamento di Enel Distribuição Goiás per 105 milioni di euro.

Tali effetti sono in parte compensati da minori oneri per accesso alla rete di trasmissione dell'energia per 219 milioni di euro, soprattutto in Spagna relativamente alla generazione di energia elettrica, e per 78 milioni di euro riconducibili al deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

8.c Costo del personale - *Euro 4.504 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Salari e stipendi	3.152	3.127	25	0,8%
Oneri sociali	895	901	(6)	-0,7%
Trattamento di fine rapporto	104	105	(1)	-1,0%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	139	129	10	7,8%
Incentivi all'esodo	76	228	(152)	-66,7%
Altri costi	138	147	(9)	-6,1%
Totale	**4.504**	**4.637**	**(133)**	**-2,9%**

Il costo del personale dell'esercizio 2017, pari a 4.504 milioni di euro, registra un decremento di 133 milioni di euro. L'organico del Gruppo aumenta di 820 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-2.111 risorse), dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, e soprattutto a causa delle variazioni di perimetro (+2.931 risorse), sostanzialmente dovute alle acquisizioni effettuate nel corso del 2017, e nello specifico:

- acquisizione a gennaio della società Demand Energy in Nord America;
- acquisizione a febbraio della società Enel Distribuição Goiás in Brasile;
- acquisizione a giugno della società Enel Green Power Sannio in Italia;
- acquisizione ad agosto della società EnerNOC in Nord America;
- acquisizione a ottobre della società eMotorWerks in Nord America;
- consolidamento a novembre della societa Endesa Comercialização in Portogallo.

L'incremento dei "Salari e stipendi" riflette sostanzialmente le maggiori consistenze medie dell'esercizio 2017.

Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2017 ammontano a 76 milioni di euro e si riducono di 152 milioni di euro, principalmente per il minor costo (per 205 milioni di euro rispetto al 2016) per i piani di incentivazione avviati in Spagna (*Plan de Salida*). Tale riduzione è solo parzialmente compensata dall'introduzione di analogo strumento nella società neoacquisita Enel Distribuição Goiás al fine di renderne più efficiente la struttura (45 milioni di euro).

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 2017.

	Consistenza media [1]			Consistenza [1]
	2017	2016	2017-2016	**al 31.12.2017**
Dirigenti	1.308	1.329	(21)	1.281
Quadri	10.073	10.185	(111)	10.416
Impiegati	32.558	34.373	(1.815)	32.653
Operai	18.956	19.401	(446)	18.550
Totale	**62.895**	**65.288**	**(2.393)**	**62.900**

(1) Per le società che presentano joint operation la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

8.d Ammortamenti e impairment - *Euro 5.861 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Immobili, impianti e macchinari	4.119	4.171	(52)	-1,2%
Investimenti immobiliari	7	8	(1)	-12,5%
Attività immateriali	805	711	94	13,2%
Impairment	1.311	1.726	(415)	-24,0%
Ripristini di valore	(381)	(261)	(120)	-46,0%
Totale	**5.861**	**6.355**	**(494)**	**-7,8%**

La voce "Ammortamenti e impairment" registra nel 2017 un decremento di 494 milioni di euro prevalentemente per effetto delle minori perdite di valore rilevate nel corso del 2017 rispetto all'esercizio a confronto. Si segnala, inoltre, che nel corso del 2017 il Gruppo ha completato con il supporto di appositi advisor tecnici, uno studio volto a valutare il livello di performance operativa dei propri impianti solari ed eolici, ad analizzare i dati storici in termini di durata e frequenza degli interventi di manutenzione resi necessari in virtù di problematiche tecniche e a esaminare le condizioni ambientali e climatiche alle quali gli impianti del Gruppo risultato esposti. I risultati delle analisi svolte su tali informazioni hanno fornito elementi sufficienti a ritenere ragionevole la previsione di un probabile allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti degli impianti di generazione da fonte solare e da fonte eolica rispetto a quelle che erano state le previsioni formulate in anni precedenti.

Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il Gruppo ha proceduto a rivisitare le vite utili di tali componenti in base alle risultanze dello studio effettuato, tenendo altresì conto di eventuali vincoli di natura legale che fossero presenti in talune giurisdizioni in cui il Gruppo opera e che possano effettivamente condizionare il diritto allo sfruttamento di tali asset fino a esaurimento della loro vita economico-tecnica.

In particolare, tali modifiche hanno riguardato l'estensione fino a 30 anni della vita utile di turbine e generatori e altri macchinari meccanici ed elettrici per impianti di produzione da fonte eolica, nonché l'estensione della vita utile dei macchinari meccanici ed elettrici degli impianti di produzione da fonte solare, pur rimanendo nell'ambito dell'intervallo di vite utili già attualmente adottate dal Gruppo.

Inoltre, in virtù di alcuni specifici studi tecnici condotti internamente sul perimetro di asset di impianti di generazione da fonte idroelettrica in Spagna e in Cile, il Gruppo ha altresì ritenuto che sussistessero le condizioni per un allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti delle centrali idroelettriche programmabili. Anche in questo caso, pur rimanendo all'interno dell'intervallo di vite utili già utilizzate dal Gruppo, l'innalzamento medio delle stesse nell'ambito di ciascuna categoria ha determinato una riduzione degli ammortamenti dell'esercizio.

Gli effetti complessivi di tali cambiamenti, in termini di minori ammortamenti nelle aliquote di ammortamento sulla presente Relazione finanziaria annuale, sono pari a 128 milioni di euro.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	65	280	(215)	-76,8%
- investimenti immobiliari	10	6	4	66,7%
- attività immateriali	7	241	(234)	-97,1%
- avviamento	-	31	(31)	-
- crediti commerciali	1.204	973	231	23,7%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	74	(74)	-
- altre attività	25	121	(96)	-79,3%
Totale impairment	**1.311**	**1.726**	**(415)**	**-24,0%**
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(53)	(2)	(51)	-
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	(9)	(5)	(4)	-80,0%
- crediti commerciali	(310)	(250)	(60)	-24,0%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-
- altre attività	(9)	(4)	(5)	-
Totale ripristini di valore	**(381)**	**(261)**	**(120)**	**-46,0%**

La voce "Impairment" diminuisce di 415 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

In particolare, il 2016 includeva l'adeguamento di valore dei diritti di sfruttamento dei fiumi cileni Neltume e Choshuenco (273 milioni di euro, di cui 33 milioni di euro relativi ad attività materiali e 240 milioni di euro relativi ad attività immateriali), nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (130 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, la svalutazione di un terreno di proprietà della controllata spagnola operante nel settore della distribuzione (22 milioni di euro) e infine altre partite minori afferenti prevalentemente alle società che operano nel settore delle energie rinnovabili.

Il 2017 accoglie invece principalmente l'impairment degli asset geotermici della partecipata tedesca Erdwärme Oberland GmbH (42 milioni di euro) rilevati a seguito di insuccessi esplorativi.

La svalutazione dei crediti commerciali e delle altre attività è pari a 1.229 milioni di euro, che al netto dei ripristini si è incrementata nel corso del 2017 di 70 milioni di euro, soprattutto in Argentina e Brasile a seguito del peggioramento delle condizioni economiche e in Italia a fronte del sopravvenuto rischio di inesigibilità relativo ad alcuni trader.

8.e Altri costi operativi - *Euro 2.886 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Oneri di sistema - quote di emissioni inquinanti	392	557	(165)	-29,6%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	776	426	350	82,2%
Oneri per acquisto di certificati verdi	35	(19)	54	-
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	105	266	(161)	-60,5%
Imposte e tasse	1.197	1.060	137	12,9%
Altri	381	493	(112)	-22,7%
Totale	**2.886**	**2.783**	**103**	**3,7%**

Gli altri costi operativi, pari a 2.886 milioni di euro, registrano un incremento di 103 milioni di euro.

Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

> a maggiori oneri di compliance ambientale per 239 milioni di euro in particolare in Italia e Romania;

> a maggiori oneri per imposte e tasse per 137 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione termica in Spagna e a maggiori imposte sulla generazione nucleare in Catalogna a seguito dell'introduzione della nuova legge n. 5/2017 che tassa i rifiuti nucleari. Tale effetto è amplificato dal fatto che il Gruppo, nel 2016, aveva beneficiato del riversamento delle imposte sul nucleare accantonate in precedenza e per le quali era stata sancita l'incostituzionalità della legge previgente;

> a maggiori costi sostenuti per multe registrate in Argentina per il mancato raggiungimento di standard qualitativi nella fornitura del servizio elettrico (44 milioni di euro) e in Brasile per la variazione di perimetro riferibile a Enel Distribuição Goiás per 18 milioni di euro;

> a minori minusvalenze rilevate per 161 milioni di euro; in particolare, tale voce risente delle svalutazioni effettuate nel 2016 in Sud America 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;

> al rilascio del fondo contenzioso effettuato nel 2016 relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale;

> al riconoscimento di minori oneri derivanti dalla sentenza che ha riconosciuto a Endesa il rimborso di quanto versato per finanziare il *bono social* negli esercizi 2014, 2015 e 2016, con un impatto positivo di 222 milioni di euro.

8.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.847) milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Personale	(780)	(730)	(50)	6,8%
Materiali	(618)	(544)	(74)	-13,6%
Altri	(449)	(395)	(54)	-13,7%
Totale	**(1.847)**	**(1.669)**	**(178)**	**-10,7%**

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 780 milioni di euro a costi del personale, per 618 milioni di euro a costi per materiali e per 449 milioni di euro a costi per servizi (rispettivamente 730 milioni di euro, 544 milioni di euro e 395 milioni di euro nell'esercizio 2016). Gli oneri capitalizzati fanno principalmente riferimento allo sviluppo e alla realizzazione di maggiori investimenti soprattutto nell'ambito delle rinnovabili e della distribuzione.

9. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - *Euro 578 milioni*

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 578 milioni di euro nel 2017 (mentre nel 2016 si rilevavano oneri netti per 133 milioni di euro), così composto:

> proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 246 milioni di euro (oneri netti per 610 milioni di euro nel 2016);

> proventi netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 332 milioni di euro (proventi netti per 477 milioni di euro nel 2016).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 44 "Derivati e hedge accounting".

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	284	14	270	-
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico	1.288	974	314	32,2%
Totale proventi	**1.572**	**988**	**584**	**59,1%**
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(38)	(624)	586	-93,9%
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico	(956)	(497)	(459)	-92,4%
Totale oneri	**(994)**	**(1.121)**	**127**	**-11,3%**
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	**578**	**(133)**	**711**	-

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro (1.155) milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	728	475	253	53,3%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	847	1.369	(522)	-38,1%
- proventi da derivati di fair value hedge	36	40	(4)	-10,0%
Totale proventi	**1.611**	**1.884**	**(273)**	**-14,5%**
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(2.171)	(1.141)	(1.030)	-90,3%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(552)	(1.620)	1.068	-65,9%
- oneri da derivati di fair value hedge	(43)	(60)	17	-28,3%
Totale oneri	**(2.766)**	**(2.821)**	**55**	**-1,9%**
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	**(1.155)**	**(937)**	**(218)**	**-23,3%**

Gli oneri netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo di 1.155 milioni di euro nel 2017 (mentre nel 2016 si rilevavano oneri netti per 937 milioni di euro), così composto:

- > oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 1.443 milioni di euro (oneri netti per 666 milioni di euro nel 2016);
- > proventi netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 295 milioni di euro (oneri netti per 251 milioni di euro nel 2016);
- > oneri netti sui derivati di fair value hedge per 7 milioni di euro (oneri netti per 20 milioni di euro nel 2016).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla nota 44 "Derivati e hedge accounting".

11. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (1.537) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	52	45	7	15,6%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	132	179	(47)	-26,3%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	**184**	**224**	**(40)**	**-17,9%**
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	-	-	-	-
Differenze positive di cambio	**1.852**	**1.776**	**76**	**4,3%**
Proventi da partecipazioni	**54**	**9**	**45**	**-**
Altri proventi	**281**	**280**	**1**	**0,4%**
TOTALE PROVENTI FINANZIARI	**2.371**	**2.289**	**82**	**3,6%**

Gli "Altri proventi finanziari", pari a 2.371 milioni di euro, registrano un incremento di 82 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito:

> dell'incremento delle differenze positive di cambio per 76 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 40 milioni di euro, connessa prevalentemente al deconsolidamento di Slovenské elektrárne;

> dell'aumento dei proventi da partecipazioni in altre imprese per 45 milioni di euro, che nel 2017 risultano pari a 54 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla plusvalenza per l'alienazione della partecipazione nella società indonesiana Bayan Resources (52 milioni di euro).

Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	357	405	(48)	-11,9%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.987	2.135	(148)	-6,9%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	95	138	(43)	-31,2%
Totale interessi passivi	**2.439**	**2.678**	**(239)**	**-8,9%**
Differenze negative di cambio	**820**	**947**	**(127)**	**-13,4%**
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	**72**	**79**	**(7)**	**-8,9%**
Attualizzazione altri fondi	**190**	**286**	**(96)**	**-33,6%**
Oneri da partecipazioni	**-**	**-**	**-**	**-**
Altri oneri	**387**	**349**	**38**	**10,9%**
TOTALE ONERI FINANZIARI	**3.908**	**4.339**	**(431)**	**-9,9%**

Gli "Altri oneri finanziari", pari a 3.908 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 431 milioni di euro rispetto al 2016. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

> decremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari per 148 milioni, prevalentemente dovuto a Enel SpA (per 106 milioni) e al Gruppo Enersis Américas (per 54 milioni di euro); tali effetti sono stati parzialmente compensati da un incremento di interessi in Enel Finance International (24 milioni di euro);

> riduzione degli interessi passivi verso banche per 48 milioni, relativa soprattutto ai finanziamenti a lungo termine (53 milioni di euro);
> decremento degli interessi passivi su altri finanziamenti non bancari per 43 milioni di euro, connesso prevalentemente agli interessi passivi maturati sui debiti per tax partnership a medio e lungo termine (33 milioni di euro);
> decremento delle differenze negative di cambio per 127 milioni di euro;
> decremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 96 milioni di euro, prevalentemente connesso alla riduzione degli interessi passivi sul fondo incentivi all'esodo per 58 milioni di euro, concentrata soprattutto in Spagna (47 milioni di euro), e alla diminuzione degli oneri per il fondo decommissioning per 48 milioni di euro a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
> maggiori altri oneri finanziari per 38 milioni di euro (387 milioni di euro nel 2017 e 349 milioni di euro nel 2016), sostanzialmente riconducibile:

- all'incremento degli oneri rilevati da Enel Finance International (109 milioni di euro) a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call" option prevista dal contratto originario di finanziamento;
- ai minori interessi capitalizzati (75 milioni di euro);
- a maggiori oneri finanziari diversi connessi all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás (55 milioni di euro) e a maggiori oneri su linee di credito revolvig (37 milioni di euro) dovuti essenzialmente a Enel Finance International (22 milioni di euro) e a Enel SpA (18 milioni di euro);
- a minori oneri per impairment su crediti finanziari per 255 milioni, prevalentemente relativi all'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, in virtù dell'aggiornamento della formula di prezzo inclusa negli accordi con EPH, che ha comportato la rilevazione nel 2016 di oneri per 220 milioni di euro e nel 2017 di un adeguamento positivo per 34 milioni di euro.

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 111 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Proventi da partecipazioni in società collegate	225	115	110	95,7%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(114)	(269)	155	-57,6%
Totale	**111**	**(154)**	**265**	**-**

La quota di proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si incrementa, rispetto all'anno precedente, di 265 milioni di euro. Tale variazione è da riferire sostanzialmente all'adeguamento di valore della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (per 246 milioni di euro) che nel corso del 2016 aveva subìto una svalutazione di 219 milioni di euro a seguito delle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, inclusi negli accordi con EPH, e che, di converso, nel 2017 ha subìto un incremento di 27 milioni di euro per tener conto del risultato di esercizio.

13. Imposte - *Euro 1.882 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Imposte correnti	1.926	1.695	231	13,6%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(59)	1	(60)	-
Totale imposte correnti	**1.867**	**1.696**	**171**	**10,1%**
Imposte differite	(169)	(312)	143	-45,8%
Imposte anticipate	184	609	(425)	-70%
TOTALE	**1.882**	**1.993**	**(111)**	**-5,6%**

Le imposte dell'esercizio 2017 risultano pari a 1.882 milioni di euro, mentre nel 2016 presentavano un saldo di 1.993 milioni di euro.

Il minore ammontare delle imposte del 2017 rispetto all'esercizio precedente, pari a 111 milioni di euro, è ascrivibile essenzialmente ai seguenti fenomeni:

> alle minori imposte correnti in Italia per la riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;
> all'adeguamento della fiscalità differita delle società residenti negli Stati Uniti a seguito della riforma tributaria approvata a dicembre 2017 che ha ridotto le aliquote fiscali sul reddito d'impresa dal 35% al 21% (173 milioni di euro);
> alla rilevazione di imposte anticipate in Argentina per effetto del miglioramento delle prospettive di redditività delle società ivi residenti.

Tali minori imposte risultano in parte compensate dai maggiori risultati *ante* imposte del 2017 rispetto all'esercizio precedente, nonché dal diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquote fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016 le plusvalenze su HDE e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power Holding; nel 2017, in particolare, la plusvalenza per la cessione di Electrogas).

Per la movimentazione delle imposte differite si rimanda alla nota 21.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva:

Milioni di euro

	2017		2016	
Risultato *ante* imposte	7.211		5.780	
Imposte teoriche	1.731	24,0%	1.590	27,5%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	(6)		118	
Maggiori imposte per delta aliquote su variazioni fiscali temporanee dell'esercizio	-		44	
Iscrizione imposte differite attive in Argentina	(60)		-	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	(182)		55	
IRAP	231		208	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana, e partite minori	168		(22)	
Totale	**1.882**		**1.993**	

14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.679.946 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nell'esercizio (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

	2017	2016		2017-2016
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	3.780	2.570	1.210	47,1%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	3.779	2.570	1.210	47,1%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.679.946	9.975.849.408	190.830.538	1,9%
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,37	0,26	0,11	42,3%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,37	0,26	0,11	42,3%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

15. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 74.937 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2017 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali
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**
Investimenti	1	29	1.003	26
Passaggi in esercizio	20	485	4.860	21
Differenze di cambio	(23)	(167)	(1.887)	(3)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	(18)	(222)	-
Dismissioni	(3)	(11)	(38)	(2)
Ammortamenti	-	(148)	(3.782)	(27)
Impairment	(1)	(6)	(32)	(1)
Ripristini di valore	-	-	53	-
Altri movimenti	(5)	(19)	28	58
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	(28)	(632)	-
Totale variazioni	**(11)**	**117**	**(649)**	**72**
Costo storico	649	9.425	154.013	491
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	5.182	91.671	340
Consistenza al 31.12.2017	**649**	**4.243**	**62.342**	**151**

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente devolvibili per un valore netto di libro di 8.702 milioni di euro (9.459 milioni di euro al 31 dicembre 2016), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e in Sud America per 4.624 milioni di euro (5.280 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in Sud America per 3.453 milioni di euro (3.630 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva nota 17.

Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	**Totale**
1.336	1.015	402	7.260	173.092
1.066	285	253	-	96.827
270	**730**	**149**	**7.260**	**76.265**
46	1	9	5.742	6.857
67	55	22	(5.530)	-
(20)	(14)	(1)	(559)	(2.674)
9	-	-	3	(228)
(6)	-	(1)	(45)	(106)
(79)	(46)	(31)	-	(4.113)
-	-	-	(25)	(65)
-	-	-	-	53
12	17	-	67	158
-	-	-	(550)	(1.210)
29	**13**	**(2)**	**(897)**	**(1.328)**
1.321	1.054	429	6.363	173.745
1.022	311	282	-	98.808
299	**743**	**147**	**6.363**	**74.937**

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2017 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.857 milioni di euro, registrano un decremento rispetto al 2016 di 411 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione da fonte eolica e solare.

Milioni di euro	2017	2016
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	577	694
- idroelettrici	450	551
- geotermoelettrici	224	265
- nucleari	127	115
- con fonti energetiche alternative	2.819	3.407
Totale impianti di produzione	**4.197**	**5.032**
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.627	2.558
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	33	47
TOTALE	**6.857**	**7.637**

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 4.197 milioni di euro, con un decremento di 835 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito di minori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative rilevati in Cile e Sudafrica a seguito del completamento e l'entrata in funzione di impianti nel 2016. Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono principalmente a impianti eolici per 1.823 milioni di euro e impianti fotovoltaici per 991 milioni di euro.
Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.627 milioni di euro, risultano in incremento di 69 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e sono da riferire prevalentemente al miglioramento della qualità del servizio e alla sostituzione dei contatori con quelli di nuova generazione in Iberia nonché a interventi nella rete di distribuzione in Brasile.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2017 si riferiscono principalmente al deconsolidamento di EGPNA Rocky Caney Wind (305 milioni di euro) a seguito della cessione nel mese di dicembre 2017, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalla variazione positiva derivante dalle acquisizioni di Enel Green Power Sannio (46 milioni di euro), EnerNOC (19 milioni di euro) ed Enel Distribuição Goiás (13 milioni di euro).

Gli impairment sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 65 milioni di euro; per le analisi di dettaglio si rinvia alla nota 8.d.
Al 31 dicembre 2017 sono stati svolti i test di recuperabilità dei valori delle attività di alcune CGU (Enel Russia, Enel Green Power Hellas ed Enel Produzione) che in passato sono state svalutate.

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 conseguimento dei livelli di break even dei principali driver di valore è prevista al verificarsi del raggiungimento del WACC pre-tax del 15,34%, del tasso di crescita dello -0,8% e dell'EBITDA del 7,6%.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" include – ai sensi dell'IFRS 5 – per 1.169 milioni di euro il valore contabile di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione in Messico, per i quali Enel Green Power ha firmato alcuni accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino"), nonché per 41 milioni di euro il parco eolico Kafireas, per il quale Enel Green Power Hellas ha firmato un accordo per la cessione.
Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 167 milioni di euro (201 milioni di euro nel 2016), dettagliati nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2017	Tasso %	2016	Tasso %	2017-2016	
Enel Green Power SpA	14	4,8%	21	5,2%	(7)	-33,3%
PH Chucas SA	1	6,1%	7	6,1%	(6)	-85,7%
Enel Green Power Brazil	84	6,8%	49	9,5%	35	71,4%
Enel Green Power North America	10	1,3%	11	1,6%	(1)	-9,1%
Enel Green Power Mexico	12	4,6%	12	5,0%	-	-
Enel Green Power South Africa	7	7,8%	17	5,9%	(10)	-58,8%
Enel Green Power Chile	13	4,3%	29	4,1%	(16)	-55,2%
Gruppo Enel Américas	7	9,0%	28	18,1%	(21)	-75,0%
Gruppo Enel Chile	6	7,1%	4	9,0%	2	50,0%
Gruppo Endesa	8	2,1%	8	2,6%	-	-
Enel Produzione	5	4,8%	13	4,8%	(8)	-61,5%
Enel Trade	-	-	2	0,4%	(2)	-
Totale	**167**		**201** [1]		**(34)**	**-16,9%**

(1) Il dato non include 41 milioni di euro riferiti al periodo in cui Slovenské elektrárne è stata riclassificata come "posseduta per la vendita".

Al 31 dicembre 2017, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 551 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 31.12.2017**	**Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2017**
Enel Distribución Rio	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	9 anni	Sì	721	913
Enel Distribución Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	10 anni	Sì	348	771
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	28 anni	No	7	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	28 anni	No	34	-
Enel Distribuição Goiás	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015-2045	28 anni	No	25	531
Enel Green Power Projetos I	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	30 anni	No	357	-
Totale							**1.492**	**2.215**

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 (18 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 di otto anni, e che sono remunerati a un tasso annuo di Libor + 1,75%), 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

	2017	2016	2017-2016	
Immobilizzazioni materiali	743	730	13	1,8%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
Totale	**743**	**730**	**13**	**1,8%**

Nella seguente tabella viene rappresentata la riconciliazione tra il totale dei pagamenti minimi futuri e il loro valore attuale, distinti per scadenza.

Milioni di euro	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri
	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
Periodi				
Entro un anno	88	58	108	75
Tra un anno e cinque anni	326	210	338	217
Oltre cinque anni	573	426	625	453
Totale	**987**	**694**	**1.071**	**745**
Oneri finanziari	(293)		(326)	
Valore attuale dei pagamenti minimi previsti	**694**		**745**	

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

	2017
Pagamenti minimi	958
Canoni potenziali	-
Pagamenti per subleasing	-
Totale	**958**

I pagamenti minimi futuri dovuti dal Gruppo per i leasing operativi sono dettagliati, in base alla scadenza, nella successiva tabella.

Milioni di euro

	2017
Periodi	
Entro un anno	163
Tra uno e cinque anni	539
Oltre cinque anni	256
Totale	**958**

18. Investimenti immobiliari - *Euro 77 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2017 ammontano a 77 milioni di euro e si sono ridotti di 47 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro

	2017
Costo storico	167
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
Consistenza al 31.12.2016	**124**
Passaggi in esercizio	-
Differenze di cambio	(1)
Variazioni perimetro di consolidamento	(39)
Ammortamenti	(7)
Impairment	(10)
Altri movimenti	10
Totale variazioni	**(47)**
Costo storico	121
Fondo ammortamento e impairment cumulati	44
Consistenza al 31.12.2017	**77**

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.
La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta alla cessione della società Nueva Marina in Spagna.
Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 45 "Attività misurate al fair value" e 45.1 "Attività con indicazione del fair value".

19. Attività immateriali - *Euro 16.724 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	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**
Investimenti	3	103	10	731	23	403	1.273
Passaggi in esercizio	7	61	10	-	119	(197)	-
Differenze di cambio	(1)	(6)	(726)	(371)	(32)	(13)	(1.149)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	(1)	1.234	572	220	-	2.025
Dismissioni	(9)	2	-	(6)	(8)	(1)	(22)
Ammortamenti	(4)	(193)	(200)	(235)	(187)	-	(819)
Impairment	(1)	(1)	-	-	-	(5)	(7)
Ripristini di valore	-	-	9	-	-	-	9
Altri movimenti	14	(284)	(24)	(432)	333	(32)	(425)
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(38)	-	-	(52)	(90)
Totale variazioni	**9**	**(319)**	**275**	**259**	**468**	**103**	**795**
Costo storico	31	2.148	14.171	4.840	3.060	814	25.064
Fondo ammortamento e impairment cumulati	22	1.840	1.633	2.626	2.219	-	8.340
Consistenza al 31.12.2017	**9**	**308**	**12.538**	**2.214**	**841**	**814**	**16.724**

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 che presentano un saldo di bilancio al 31 dicembre 2017.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2017	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.678	5.673
Codensa	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.514	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.641	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perù	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	612	548
e-distribuţie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	36 anni	Sì	142	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.445 milioni di euro (9.776 milioni di euro al 31 dicembre 2016), riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.514 milioni di euro), Cile (1.641 milioni di euro) e Perù (612 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 CGU, 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.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2017 si riferiscono principalmente alle acquisizioni di Enel Distribuição Goiás in Brasile per 1.806 milioni di euro e a quelle effettuate in Nord America nel perimetro Enel X (EnerNOC per 168 milioni di euro, eMotorWerks per 49 milioni di euro e Demand Energy Networks per 30 milioni di euro); tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla cessione di EGPNA Rocky Caney Wind (28 milioni di euro).

Gli "Impairment" ammontano nel 2017 a 7 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 8.d.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" include – ai sensi dell'IFRS 5 – per 52 milioni di euro le attività immateriali riferite al parco eolico greco Kafireas e per 38 milioni di euro quelle inerenti agli impianti messicani del "Progetto Kino".

20. Avviamento - *Euro 13.746 milioni*

L'"Avviamento" è pari a 13.746 milioni di euro, con un incremento nell'esercizio di 190 milioni di euro.

Milioni di euro			al 31.12.2016	Variaz. perim.	Differ. cambio
	Costo storico	Impairment cumulati	**Valore netto**		
Iberia [1]	11.156	(2.392)	8.764	-	-
Sud America [2]	3.645	-	3.645	10	(45)
Cile	-	-	-	-	-
Argentina	-	-	-	-	-
Perù	-	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-	-
Brasile	-	-	-	-	-
America Centrale	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America	132	(11)	121	-	(15)
Nord America - Enel X	-	-	-	302	(10)
Mercato Italia [3]	579	-	579	-	-
Enel Green Power	23	-	23	-	-
Romania [4]	437	(13)	424	-	(11)
Tynemouth Energy Storage	-	-	-	3	-
Totale	**15.972**	**(2.416)**	**13.556**	**315**	**(81)**

(1) Include Endesa ed Enel Green Power España.
(2) Include Sud America ed Enel Green Power Latin America.
(3) Include Enel Energia.
(4) Include e-distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce principalmente alle acquisizioni effettuate in Nord America sulle attività di Enel X (EnerNOC per 196 milioni di euro, eMotorWerks per 93 milioni di euro e Demand Energy Networks per 13 milioni di euro).

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'", pari a 38 milioni di euro, è riferita alla porzione del goodwill associato alla CGU America Centrale attribuita ai parchi eolici messicani "Kino" per i quali nel corso dell'esercizio si è verificata l'esistenza dei requisiti previsti dall'IFRS 5 per tale classificazione.

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.

Si segnala che nel corso del 2017 si è proceduto a un reassessment delle CGU che ha portato alla riallocazione dell'avviamento precedentemente iscritto alle stesse, alla luce dei dettami dello IAS 36.87. L'analisi svolta si è resa necessaria per tener conto del processo di riorganizzazione del Gruppo, specialmente per quanto riguarda il perimetro di attività effettuate al di fuori dei confini italiani. Più in particolare, il criterio ispiratore di tale riallocazione – oltre alla integrazione nelle varie Country tra settore rinnovabile e tradizionale e alla riorganizzazione effettuata dal Gruppo nel recente passato – ha trovato riscontro:

> per quanto riguarda il perimetro italiano, in una separazione per legal entity: i) come risultato della separazione societaria delle attività dell'ex monopolista (Enel SpA) nel corso degli anni, a seguito di disposizioni normative e re-

Impairment	Riclassifica CGU	Riclassifica da/ ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti			al 31.12.2017
				Costo storico	Impairment cumulati	**Valore netto**
-	-	-	-	11.156	(2.392)	**8.764**
-	(3.615)	-	5	-	-	**-**
-	1.209	-	-	1.209	-	**1.209**
-	276	-	-	276	-	**276**
-	561	-	-	561	-	**561**
-	530	-	-	530	-	**530**
-	945	-	-	945	-	**945**
-	94	(38)	-	56	-	**56**
-	-	-	(11)	106	(11)	**95**
-	-	-	-	292	-	**292**
-	-	-	-	579	-	**579**
-	-	-	-	23	-	**23**
-	-	-	-	426	(13)	**413**
-	-	-	-	3	-	**3**
-	-	**(38)**	**(6)**	**16.162**	**(2.416)**	**13.746**

golatorie; ii) per ragioni di significatività delle attività svolte dal Gruppo in territorio italiano che non consentivano l'esistenza di un'unica CGU;

> per quanto riguarda il perimetro estero, in una separazione per Country: i) come frutto di operazioni di acquisizione di aziende o rami di attività (business combinations) avvenute a partire dal 2005 durante la progressiva fase di internazionalizzazione del Gruppo; ii) tenendo conto dell'attuale modello per Country, dove si evidenzia la sempre maggiore interdipendenza tra i flussi di cassa tra attività diverse svolte negli stessi perimetri geografici incentrata nella responsabilità del Country Manager e nei modelli organizzativi implementati.

Pertanto, rispetto all'esercizio precedente:

> in Spagna si sono accorpate la CGU Endesa e la CGU EGP España;

> in Romania si è accorpata la CGU Romania con la CGU EGP Romania;

> in Sud America si è provveduto alla riallocazione secondo un criterio geografico delle CGU precedentemente individuate sulla base dell'albero partecipativo, ovvero "Sud America (ex Endesa)" ed "EGP Latin America". La riallocazione è avvenuta sulla base dei fair value relativi. Il Gruppo ha anche svolto impairment test *ante* riallocazione dell'avviamento che non hanno evidenziato la necessità di svalutazioni.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto an-

che conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

> per il periodo esplicito, dal piano industriale quinquennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 20 novembre 2017, 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.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
	al 31.12.2017				
Iberia [4]	8.764	1,65%	6,87%	5 anni	Perpetuità/19 anni
Enel Green Power España	-	-	-	-	-
Endesa - Sud America [5]	-	-	-	-	-
Cile	1.209	2,94%	7,43%	5 anni	Perpetuità/23 anni
Argentina	276	8,58%	18,67%	5 anni	Perpetuità/29 anni
Perù	561	3,38%	6,90%	5 anni	Perpetuità/27 anni
Colombia	530	2,92%	9,31%	5 anni	Perpetuità/29 anni
Brasile	945	3,99%	10,01%	5 anni	Perpetuità/26 anni
America Centrale	56	1,42%	8,24%	5 anni	26 anni
Enel Green Power Latin America [6]	-	-	-	-	-
Nord America	95	2,31%	6,44%	5 anni	25 anni
Nord America - Enel X	292	2,31%	10,35%	5 anni	15 anni
Enel Energia [7]	-	-	-	-	-
Mercato Italia	579	0,73%	10,83%	5 anni	15 anni
Enel Green Power	23	1,89%	7,28%	5 anni	Perpetuità/22 anni
Romania [8]	413	2,40%	6,66%	5 anni	Perpetuità/19 anni
Tynemouth Energy Storage	3	-	-	-	-

(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) Include Endesa ed Enel Green Power España.
(5) Goodwill allocato alle CGU Cile, Argentina, Perù, Colombia, Brasile.
(6) Goodwill allocato alle CGU Cile, Argentina, Perù, Colombia, Brasile, America Centrale.
(7) Goodwill allocato alla CGU Mercato Italia.
(8) Include e-distribuţie Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

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.
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.

Nella tabella seguente su due pagine affiancate vengono riportati la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Importo	Tasso di crescita [1]	Tasso di sconto WACC pre-tax [2]	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value [3]
al 31.12.2016				
8.607	1,40%	7,78%	5 anni	Perpetuità
157	1,60%	7,99%	5 anni	13 anni
3.285	2,71%	8,83%	5 anni	Perpetuità
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
360	3,27%	8,72%	5 anni	21 anni
121	2,20%	6,03%	5 anni	21 anni
-	-	-	-	-
579	0,23%	12,16%	5 anni	15 anni
-	-	-	-	-
23	1,50%	8,49%	5 anni	Perpetuità/16 anni
424	2,00%	7,24%	5 anni	Perpetuità
-	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2017, dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill non sono emerse perdite di valore, mentre nel 2016 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.

21. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 6.354 milioni ed euro 8.348 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 31.12.2016		
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.796	(157)	-
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.521	(56)	-
- perdite fiscalmente riportabili	81	95	-
- valutazione strumenti finanziari	722	6	(36)
- benefici al personale	637	1	(23)
- altre partite	1.908	57	(2)
Totale	**6.665**	**(54)**	**(61)**
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.451	(212)	-
- valutazione strumenti finanziari	385	(4)	(143)
- altre partite	1.932	192	3
Totale	**8.768**	**(24)**	**(140)**
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 2017 in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità sono pari a 6.354 milioni di euro (6.665 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Le imposte anticipate nel corso dell'anno si decrementano di 311 milioni di euro, risentendo principalmente dell'effetto fiscale relativo a componenti di reddito non riconosciute fiscalmente, in particolare relativamente agli strumenti derivati e ai fondi rischi, ai riversamenti del periodo e alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle società messicane.

Tale decremento è solo in parte compensato dalle maggiori imposte anticipate rilevate in Argentina sulle perdite pregresse viste le migliorate prospettive reddituali delle società ivi residenti.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 2.286 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 8.348 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (8.768 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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.

Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
				al 31.12.2017
-	-	(22)	-	1.617
-	-	(26)	-	1.439
-	-	(9)	-	167
-	-	(2)	-	690
-	-	(11)	-	604
7	-	(35)	(98)	1.837
7	**-**	**(105)**	**(98)**	**6.354**
223	-	(335)	(76)	6.051
-	-	(1)	-	237
33	-	(58)	(42)	2.060
256	**-**	**(394)**	**(118)**	**8.348**
				3.455
				3.297
				2.152

Le imposte differite si riducono complessivamente di 420 milioni di euro, in particolare negli Stati Uniti a seguito della riduzione dell'aliquota fiscale dal 35% al 21% per effetto della riforma tributaria (173 milioni di euro), per la riclassifica a disponibili per la vendita della fiscalità differita associata alle società messicane (118 milioni di euro), oltre che per l'impatto delle differenze cambio.

Tali decrementi sono solo in parte compensati dalle imposte differite rilevate sulle società acquisite EnerNOC, Enel Distribuição Goiás, eMotorWerks e Demand Energy a seguito dell'allocazione del prezzo pagato (per un totale di 251 milioni di euro).

22. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro 1.598 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 31.12.2016			
Società a controllo congiunto				
EGPNA Renewable Energy Partners	402	50,0%	64	3
Rocky Caney Holding	-	-	-	39
OpEn Fiber	355	50,0%	(13)	-
Slovak Power Holding	156	50,0%	27	-
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	164	50,0%	(1)	-
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	71	43,8%	10	-
RusEnergoSbyt	71	49,5%	41	-
Energie Electrique de Tahaddart	31	32,0%	7	-
Drift Sand Wind Project	20	35,0%	10	8
Electrogas	17	42,5%	-	(17)
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	1	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	9	51,0%	(6)	-
PowerCrop	2	50,0%	(4)	-
Enel Green Power Bungala	-	-	(2)	-
Società collegate				
Elica 2	45	30,0%	-	-
CESI	42	42,7%	5	-
Tecnatom	34	45,0%	(4)	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33,5%	1	-
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35,6%	1	-
Altre minori	97		(26)	(2)
Totale	**1.558**		**111**	**31**

La voce "Impatto a Conto economico" include i risultati positivi e negativi rilevati dalle società, in proporzione alla quota di interessenza del Gruppo Enel nelle stesse.

La voce "Variazione di perimetro" riflette principalmente:

- la quota del 20% in EGPNA Rocky Caney a valle della cessione del restante 80% che ne ha determinato il deconsolidamento;
- la cessione della quota del 42,5% detenuto nella società cilena Electrogas.

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 di euro e 9 milioni di euro.

Non sono stati rilevati indicatori di impairment sulle partecipazioni valutate a equity.

Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movim.		Quota %
			al 31.12.2017	
-	-	(65)	404	50,0%
-	-	-	39	20,0%
-	-	1	343	50,0%
-	-	7	190	50,0%
-	-	-	163	50,0%
(9)	-	1	73	43,8%
(70)	-	(6)	36	49,5%
(6)	-	(2)	30	32,0%
-	-	(6)	32	50,0%
-	-	-	-	-
-	-	(1)	12	50,0%
-	-	3	6	51,0%
-	-	14	12	50,0%
-	-	15	13	50,0%
-	-	4	49	30,0%
(1)	-	-	46	42,7%
-	-	(1)	29	45,0%
(5)	-	-	13	33,5%
(2)	-	-	12	35,6%
(10)	(6)	43	96	
(103)	**(6)**	7	**1.598**	

Le seguenti tabelle illustrano le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Società a controllo congiunto						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	11	22	-	1	11	23
OpEn Fiber	699	769	-	240	699	1.009
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	77	279	163	70	240	349
RusEnergoSbyt	4	6	138	213	142	219
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	250	277	149	134	399	411
Energie Electrique de Tahaddart	93	111	27	32	120	143
PowerCrop	37	40	89	41	126	81
Società collegate						
Tecnatom	74	77	59	58	133	135
Suministradora Eléctrica de Cádiz	71	74	24	18	95	92
Compañía Eólica Tierras Altas	29	35	6	2	35	37

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
-	-	-	5	-	5	11	18
-	-	-	299	-	299	699	710
-	139	-	4	-	143	240	206
-	-	127	129	127	129	15	90
129	163	102	84	231	247	168	164
10	9	16	36	26	45	94	98
-	1	111	61	111	62	15	19
25	31	43	26	68	57	65	78
23	23	34	17	57	40	38	52
2	1	1	2	3	3	32	34

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Società a controllo congiunto						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(11)	(6)	(11)	(6)
OpEn Fiber	-	15	(11)	(11)	(11)	(9)
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	7	26	7	5	7	5
RusEnergoSbyt	2.515	1.991	106	86	85	69
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	267	207	34	31	23	22
Energie Electrique de Tahaddart	56	56	30	28	21	19
PowerCrop	-	-	(5)	(4)	(4)	(4)
Società collegate						
Tecnatom	57	88	(9)	1	(9)	1
Suministradora Eléctrica de Cádiz	5	15	3	8	3	8
Compañía Eólica Tierras Altas	11	8	2	(2)	1	(1)

23. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Contratti derivati attivi	702	1.609	2.309	3.945
Contratti derivati passivi	2.998	2.532	2.260	3.322

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 4.002 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	6	149	(143)	-96,0%
Partecipazioni in altre imprese	52	47	5	10,6%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 24.1)	2.444	2.621	(177)	-6,8%
Accordi per servizi in concessione	1.476	1.022	454	44,4%
Risconti attivi finanziari non correnti	24	53	(29)	-54,7%
Totale	**4.002**	**3.892**	**110**	**2,8%**

Il totale delle "Attività finanziarie non correnti" si incrementa nel 2017 di 110 milioni di euro rispetto al valore dell'anno precedente. La variazione risente in particolar modo dei minori crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, così come commentati nella nota 24.1, e degli accordi per servizi in concessione, il cui incremento deriva principalmente dal consolidamento di Enel Distribuição Goiás.

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 31.12.2017		al 31.12.2016		2017-2016
Bayan Resources	-		139	10,0%	(139)
Echelon	1	7,1%	1	7,1%	-
Galsi	17	17,6%	17	17,6%	-
Altre	40		39		1
Totale	**58**		**196**		**(138)**

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa alla cessione di Bayan Resources, società indonesiana quotata sulla Borsa locale indonesiana e che opera nel settore dell'estrazione mineraria carbonifera.
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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	-	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit and loss)	-	-	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	382	440	(58)	-13,2%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	3	15	(12)	-80,0%
Crediti finanziari diversi	2.059	2.166	(107)	-4,9%
Totale	**2.444**	**2.621**	**(177)**	**-6,8%**

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.

I "Crediti finanziari diversi" si decrementano nel 2017 di 107 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- decremento per 78 milioni di euro del credito per quote di emissione di CO_2 relativi agli impianti "nuovi entranti";
- riclassifica della quota a breve termine di 44 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 296 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (340 milioni di euro al 31 dicembre 2016), relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla sostituzione anticipata dei misuratori elettromeccanici;
- riclassifica pari a 55 milioni di euro della quota a breve del credito relativo al rimborso, previsto dall'ARERA attraverso la delibera n. 157/2012, degli oneri per la soppressione del "Fondo Pensione Elettrici", il cui importo complessivo è pari a 225 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (280 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Tali decrementi sono solo in parte compensati dai seguenti incrementi:

- dei crediti finanziari verso EGPNA REP Wind Holdings connessi al finanziamento dello sviluppo di nuovi impianti eolici da parte della joint venture per 24 milioni di euro;
- del credito emergente dalla cessione del 50% di Slovak Power Holding per 34 milioni di euro. Tale credito è valutato al fair value, determinato sulla base della formula di prezzo contenuta negli accordi con EPH; la variazione dell'anno risente del modificarsi di alcuni parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektráme, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di Slovenské elektráme misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

25. Altre attività non correnti - *Euro 1.064 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	200	106	94	88,7%
Altri crediti	864	600	264	44,0%
Totale	**1.064**	**706**	**358**	**50,7%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" ammontano a 200 milioni di euro al 31 dicembre 2017, con una crescita principalmente dovuta al riconoscimento di alcune perequazioni positive nel mercato spagnolo, così come commentato nei ricavi.

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2017 include principalmente crediti tributari per 261 milioni di euro (301 milioni di euro al 31 dicembre 2016), depositi cauzionali per 189 milioni di euro (157 milioni di euro a fine 2016) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 61 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2016).
La variazione dell'anno risente del consolidamento di Enel Distribuição Goiás e in particolare (per 266 milioni di euro) del credito da essa vantato verso il "Fundo de Aporte a Enel Distribuição Goiás" (FUNAC), creato dallo Stato di Goiás al fine di indennizzare la società brasiliana nel caso di contenziosi derivanti da operazioni effettuate dalla stessa prima del processo di privatizzazione nei confronti di Electrobras.

26. Rimanenze - *Euro 2.722 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.215	1.119	96	8,6%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.136	812	324	39,9%
Totale	**2.351**	**1.931**	**420**	**21,8%**
Certificati ambientali:				
- CO_2 emissioni inquinanti	287	412	(125)	-30,3%
- certificati verdi	14	7	7	-
- certificati di efficienza energetica	1	-	1	-
Totale	**302**	**419**	**(117)**	**-27,9%**
Immobili destinati alla vendita	62	65	(3)	-4,6%
Acconti	7	149	(142)	-95,3%
TOTALE	**2.722**	**2.564**	**158**	**6,2%**

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo, pari a 2.351 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (1.931 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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 l'incremento complessivo delle rimanenze (158 milioni di euro) è da ricondurre principalmente all'aumento degli acquisti di contatori di seconda generazione in attuazione del piano Open Meter, oltre che a materiali MT/BT da destinare ad attività manutentive e di funzionamento.
In riduzione è invece l'ammontare relativo alle quote dei diritti di emissione CO_2.
La riduzione degli acconti è legato quasi integralmente al gas acquistato da Enel Trade in acconto, nel 2016, con formula "take or pay", che è stato totalmente consumato nel corso del 2017.
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 14.529 milioni*

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.123	10.488	635	6,1%
- distribuzione e vendita di gas	2.029	1.645	384	23,3%
- altre attività	1.234	1.258	(24)	-1,9%
Totale crediti verso clienti	**14.386**	**13.391**	**995**	**7,4%**
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	143	115	28	24,3%
TOTALE	**14.529**	**13.506**	**1.023**	**7,6%**

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.402 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 2.028 milioni di euro. Nello specifico, l'incremento del periodo è prevalentemente riconducibile ai più alti crediti registrati in Italia verso i trader e verso i clienti finali e in Sud America alle maggiori quantità vendute e trasportate, all'ingresso nel perimetro di Enel Distribuição Goiás e agli incrementi tariffari rilevati specialmente in Argentina.

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla nota 41 "Strumenti finanziari".

28. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 4.614 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.458	2.924	1.534	52,5%
Altre	156	129	27	20,9%
Totale	**4.614**	**3.053**	**1.561**	**51,1%**

28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 4.458 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.094	767	327	42,6%
Crediti per factoring	42	128	(86)	-67,2%
Titoli valutati al FVTPL	-	1	(1)	-
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	-	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	69	35	34	97,1%
Crediti finanziari e cash collateral	2.664	1.082	1.582	-
Altre	589	911	(322)	-35,3%
Totale	**4.458**	**2.924**	**1.534**	**52,5%**

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" ammontano a 4.458 milioni di euro (2.924 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La variazione della voce è principalmente relativa all'aumento dei crediti finanziari registrati da Enel SpA ed Enel Finance International a seguito dell'incremento dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi.

La "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" si incrementa di 327 milioni di euro prevalentemente a seguito dell'incremento dei crediti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit tariffario di 269 milioni di euro. In particolare, a fine 2017, l'aumento dei crediti per il deficit extrapeninsulare pari a 304 milioni di euro (a debito di 296 milioni di euro nel 2016) è stato solo parzialmente compensato dalla riduzione del deficit peninsulare per 35 milioni di euro.

Tale incremento risente della differente modalità di copertura del deficit tariffario spagnolo tra gli operatori del sistema attraverso le varie liquidazioni periodiche (mensili).

La voce residuale "Altre" in tabella riporta una riduzione dei crediti finanziari di 322 milioni di euro per l'incasso del credito registrato nel 2016 da EGPNA per proventi fiscali e relativo alla cessione di Cimarron Bend e Lindahl.

29. Altre attività correnti - *Euro 2.695 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	853	1.025	(172)	-16,8%
Anticipi a fornitori	217	188	29	15,4%
Crediti verso il personale	20	37	(17)	-45,9%
Crediti verso altri	872	913	(41)	-4,5%
Crediti tributari diversi	517	664	(147)	-22,1%
Ratei e risconti attivi operativi	150	146	4	2,7%
Attività per lavori in corso su ordinazione	66	71	(5)	-7,0%
Totale	**2.695**	**3.044**	**(349)**	**-11,5%**

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 575 milioni di euro (862 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e al sistema Spagna per 260 milioni di euro (147 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La riduzione di tale voce nel periodo, rilevata dalla società italiana operante nella vendita di energia elettrica ai clienti regolati, deriva principalmente dall'incasso del credito maturato sui Titoli di Efficienza Elettrica nel 2016 nonché dalla riscossione del credito scaturito dall'accertamento della perequazione acquisti energia.

Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine per 200 milioni di euro (106 milioni di euro nel 2016), i crediti operativi verso operatori istituzionali di mercato al 31 dicembre 2017 ammontano complessivamente a 1.053 milioni di euro (1.131 milioni di euro al 31 dicembre 2016), a fronte di debiti per 5.029 milioni di euro (4.966 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La riduzione dei crediti tributari diversi per 147 milioni di euro è riconducibile ai minori crediti per imposte sul valore aggiunto, particolarmente in Italia per effetto del meccanismo di split payment introdotto dall'autorità fiscale italiana.

30. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 7.021 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 80 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Depositi bancari e postali	6.486	7.777	(1.291)	-16,6%
Denaro e valori in cassa	343	298	45	15,1%
Altri investimenti di liquidità	192	215	(23)	-10,7%
Totale	**7.021**	**8.290**	**(1.269)**	**-15,3%**

31. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita - *Euro 1.970 milioni ed euro 1.729 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2017 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	**al 31.12.2017**
Immobili, impianti e macchinari	6	1.210	2	-	283	1.501
Attività immateriali	-	90	-	-	(3)	87
Avviamento	-	38	-	-	-	38
Attività per imposte anticipate	-	98	-	-	11	109
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	6	-	-	-	6
Attività finanziarie non correnti	5	-	-	-	(5)	-
Altre attività non correnti	-	3	-	-	(1)	2
Disponibilità liquide e attività correnti	-	232	-	-	(5)	227
Totale	**11**	**1.677**	**2**	**-**	**280**	**1.970**

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2017 nel seguente modo.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	**al 31.12.2017**
Finanziamenti a lungo termine	-	416	-	-	416
TFR e altri benefici al personale	-	-	-	-	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	-	-	-	-	-
Passività per imposte differite	-	118	-	(5)	113
Passività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	58	-	-	58
Finanziamenti a breve termine	-	980	-	-	980
Altre passività finanziarie correnti	-	1	-	1	2
Fondi rischi e oneri quota corrente	-	-	-	-	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	-	316	-	(156)	160
Totale	**-**	**1.889**	**-**	**(160)**	**1.729**

Le attività e le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2017 ammontano, quindi, rispettivamente a 1.970 milioni di euro e 1.729 milioni di euro e fanno riferimento:

- a otto società di progetto messicane, titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino"). In particolare, il perimetro di attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 5 è costituito dagli asset (inclusivi del net working capital) relativi agli otto progetti e dai finanziamenti ottenuti dal Gruppo al fine di realizzare gli impianti stessi;
- alle società di progetto relative al parco eolico Kafireas, per le quali Enel Green Power Hellas ha firmato un Joint Venture Agreement (JVA) con un partner che regola i termini e la gestione del 100% dei progetti afferenti a tale parco eolico.

32. Patrimonio netto totale - *Euro 52.161 milioni*

32.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 34.795 milioni*

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Non essendo presenti (e quindi tanto meno esercitati) piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2017 (così come 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.

Al 31 dicembre 2017, 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 5,615% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 15 agosto 2017 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 3.348 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.

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 (2.614) milioni*

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 1.609 milioni di euro, è dovuta agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - *Euro (1.588) 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 456 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita - *Euro (23) milioni*

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

La variazione dell'esercizio, negativa per 129 milioni di euro, è prevalentemente connessa alla cessione della quota del 10% detenuta in Bayan Resources.

Su tale riserva non vi è effetto fiscale cumulato, tenuto conto del regime fiscale dei Paesi in cui tali strumenti finanziari sono detenuti.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (5) 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 17 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti - *Euro (646) milioni*

Tale riserva, creatasi nel corso di precedenti esercizi, 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 94 milioni di euro.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - *Euro (2.398) milioni*

Tale riserva accoglie principalmente:

- 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;
- gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas;
- la 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 (1.163) 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 Sud America (alimentata in esercizi precedenti in relazione all'acquisto di ulteriori quote azionarie in Enel Distribución Rio, Ampla Investimentos e Serviços, Eléctrica Cabo Blanco, Enel Distribución Ceará, Generandes Perú, Enersis ed Endesa Latinoamérica, Enel Green Power SpA).
La variazione del periodo, pari a 7 milioni di euro, si riferisce al provento registrato per effetto dell'acquisto di quote di minoranza di Enel Distribución Perú.

Utili e perdite accumulati - *Euro 21.280 milioni*

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevate negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2016			Variazioni						al 31.12.2017		
	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	**(2.903)**	*(988)*	*(1.915)*	(2.519)	-	-	**(2.519)**	*(1.609)*	*(910)*	**(5.422)**	*(2.597)*	*(2.825)*
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	**(1.731)**	*(1.438)*	*(293)*	(1.417)	1.278	67	**(72)**	*(140)*	*68*	**(1.803)**	*(1.578)*	*(225)*
Riserva da valutazione degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	**105**	*106*	*(1)*	(14)	(118)	3	**(129)**	*(129)*	-	**(24)**	*(23)*	*(1)*
Quota OCI di società collegate valutate a equity	**(62)**	*(61)*	*(1)*	4	8	(2)	**10**	*7*	*3*	**(52)**	*(54)*	*2*
Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per benefici ai dipendenti	**(927)**	*(724)*	*(203)*	99	-	(25)	**74**	*60*	*14*	**(854)**	*(664)*	*(189)*
Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto	**(5.518)**	***(3.105)***	***(2.413)***	**(3.847)**	**1.168**	**43**	**(2.636)**	***(1.811)***	***(825)***	**(8.154)**	***(4.916)***	***(3.238)***

32.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
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**
Dividendi pagati nel 2017		
Dividendi relativi al 2016	1.830	0,18
Acconto sul dividendo 2017 [2]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2017	**1.830**	**0,18**

(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).
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018 (acconto dividendo per azione 0,11 euro per complessivi 1.068 milioni di euro).

Il Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo in misura pari a 0,105 euro per azione, per complessivi 1.068 milioni di euro. Tale acconto, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018.

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 2017.
A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2017 e 2016 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Posizione finanziaria non corrente	42.439	41.336	1.103
Posizione finanziaria corrente netta	(2.585)	(1.162)	(1.423)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.444)	(2.621)	177
Indebitamento finanziario netto	**37.410**	**37.553**	**(143)**
Patrimonio netto di Gruppo	34.795	34.803	(8)
Interessenze di terzi	17.366	17.772	(406)
Patrimonio netto	**52.161**	**52.575**	**(414)**
Indice debt/equity	**0,72**	**0,71**	**-**

Si rinvia alla nota 39 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.

32.3 Interessenze di terzi - *Euro 17.366 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 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Italia	4	4	-	-
Iberia	6.954	6.957	396	352
Sud America	8.934	9.307	1.020	662
Europa e Nord Africa	1.002	1.017	67	99
Nord e Centro America	387	409	60	104
Africa Sub-Sahariana e Asia	85	78	7	1
Totale	**17.366**	**17.772**	**1.550**	**1.217**

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'effetto cambi e ai dividendi del Sud America e di Endesa, solo parzialmente compensati dalla rilevazione dell'utile dell'anno.

33. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	42.439	41.336	7.000	4.384
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.894	5.372
Totale	**42.439**	**41.336**	**8.894**	**9.756**

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota 41 "Strumenti finanziari".

34. Benefici ai dipendenti - *Euro 2.407 milioni*

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

> la voce "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefici pensionistici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, 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 benefici definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefici definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;
> la voce "Sconto energia" accoglie benefici 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 benefici" 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 2017 e al 31 dicembre 2016 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro	2017				
	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	**2.440**	**847**	**231**	**284**	**3.802**
Costo per prestazioni lavorative correnti	17	5	5	47	**74**
Oneri finanziari	118	16	11	7	**152**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	2	-	(2)	(1)	**(1)**
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	54	30	3	2	**89**
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(35)	(138)	15	(5)	**(163)**
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	5	-	-	-	**5**
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-	-	-	**-**
(Utili)/Perdite su cambi	(124)	(1)	(12)	(6)	**(143)**
Contributi versati dalla società	-	-	-	-	**-**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(226)	(22)	(12)	(79)	**(339)**
Altri movimenti	161	2	14	5	**182**
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	**-**
Passività attuariale a fine esercizio (A)	**2.413**	**739**	**253**	**254**	**3.659**
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	**1.272**	**-**	**-**	**-**	**1.272**
Proventi finanziari	83	-	-	-	**83**
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	53	-	-	-	**53**
(Utili)/Perdite su cambi	(94)	-	-	-	**(94)**
Contributi versati dalla società	142	22	12	23	**199**
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	**1**
Erogazioni	(226)	(22)	(12)	(23)	**(283)**
Altri pagamenti	-	-	-	-	**-**
Variazioni nell'area di consolidamento	86	-	-	-	**86**
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	**1.317**	**-**	**-**	**-**	**1.317**
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	**54**	**-**	**-**	**-**	**54**
Proventi finanziari	4	-	-	-	**4**
Cambi nell'asset ceiling	16	-	-	-	**16**
(Utili)/Perdite su cambi	(9)	-	-	-	**(9)**
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	**-**
Asset ceiling a fine esercizio (C)	**65**	**-**	**-**	**-**	**65**
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	**1.161**	**739**	**253**	**254**	**2.407**

2016				
Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	**Totale**
2.126	**729**	**197**	**285**	**3.337**
14	4	5	50	**73**
108	19	11	7	**145**
2	-	(2)	1	**1**
221	97	19	10	**347**
9	22	(4)	(14)	**13**
1	-	1	1	**3**
2	-	-	-	**2**
126	1	14	6	**147**
-	-	-	-	**-**
1	-	-	-	**1**
(194)	(28)	(14)	(62)	**(298)**
24	3	4	1	**32**
-	-	-	-	**-**
2.440	**847**	**231**	**284**	**3.802**
1.110	-	-	-	**1.110**
75	-	-	-	**75**
40	-	-	-	**40**
104	-	-	-	**104**
136	28	14	22	**200**
1	-	-	-	**1**
(194)	(28)	(14)	(22)	**(258)**
-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**
1.272	-	-	-	**1.272**
57	-	-	-	**57**
5	-	-	-	**5**
(20)	-	-	-	**(20)**
13	-	-	-	**13**
-	-	-	-	**-**
55	-	-	-	**55**
1.223	**847**	**231**	**284**	**2.585**

Milioni di euro

	2017	2016
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	40	34
Oneri finanziari netti	73	78
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	2
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	39	42
Altri movimenti	(4)	(4)
Totale	**148**	**152**

Milioni di euro

	2017	2016
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(53)	(40)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	(71)	365
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	16	(20)
Altri movimenti	9	(9)
Totale	**(99)**	**296**

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 4 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi sostanzialmente in linea con quanto registrato nel corso del 2016.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 1.317 milioni di euro al 31 dicembre 2017. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2017	2016
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	4%	2%
Titoli a reddito fisso	37%	35%
Investimenti immobiliari	5%	5%
Altro	-	1%
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	54%	57%
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	Sud America	Altri Paesi	Italia	Iberia	Sud America	Altri Paesi
	2017				2016			
Tasso di attualizzazione	0,20%-1,50%	0,65%-1,67%	5,00%-9,93%	1,50%-7,18%	0,30%-1,40%	0,64%-1,75%	4,70%-12,31%	1,40%-8,36%
Tasso di inflazione	1,50%	2,00%	3,00%-4,25%	1,50%-4,22%	1,40%	2,00%	3,00%-6,00%	1,40%-4,84%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,50%-3,50%	2,00%	3,00%-7,38%	3,00%-4,22%	1,40%-3,40%	2,00%	3,00%-9,19%	2,90%-4,84%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	3,20%	3,00%-8,00%	-	2,40%	3,20%	3,50%-9,19%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	1,65%	9,72%-9,78%	-	-	1,74%	12,20%-12,31%	-

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 31.12.2017				al 31.12.2016			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	155	60	15	4	159	75	12	4
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(121)	(55)	(18)	(10)	(136)	(69)	(15)	(10)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(20)	(63)	(14)	(9)	30	74	2	2
Decremento 0,5% tasso di inflazione	47	61	12	1	(20)	(67)	(18)	(10)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	32	(1)	-	1	8	-	-	1
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	35	(1)	-	(3)	12	-	-	(3)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	28	-	-	-	20	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	54	25	147	(3)	50	12	5	(3)

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 34 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Entro un anno	197	204
Tra uno e due anni	184	186
Tra due e cinque anni	591	589
Oltre cinque anni	1.030	1.058

35. Fondi rischi e oneri - *Euro 6.031 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- decommissioning nucleare	538	-	567	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	814	64	754	35
- contenzioso legale	861	70	698	36
- oneri per certificati ambientali	-	29	-	7
- oneri su imposte e tasse	300	23	290	56
- altri	778	637	770	859
Totale	**3.291**	**823**	**3.079**	**993**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.530	387	1.902	440
TOTALE	**4.821**	**1.210**	**4.981**	**1.433**

Milioni di euro		Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	
	al 31.12.2016								**al 31.12.2017**
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:									
- decommissioning nucleare	567	-	-	-	7	-	-	(36)	538
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	789	32	(16)	(41)	12	(11)	(16)	129	878
- contenzioso legale	734	138	(139)	(92)	40	168	(79)	161	931
- oneri per certificati ambientali	7	29	(4)	(3)	-	-	-	-	29
- oneri su imposte e tasse	346	60	(28)	(59)	9	2	(4)	(3)	323
- altri	1.629	374	(274)	(193)	109	58	(57)	(231)	1.415
Totale	**4.072**	**633**	**(461)**	**(388)**	**177**	**217**	**(156)**	**20**	**4.114**
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.342	48	(40)	(422)	5	-	-	(16)	1.917
TOTALE	**6.414**	**681**	**(501)**	**(810)**	**182**	**217**	**(156)**	**4**	**6.031**

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2017 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. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'*iter* di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleari. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operational costs") e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammóntare, 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. Il fondo è riconducibile prevalentemente al gruppo Endesa, Enel Produzione e le società del Sud America.

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 (201 milioni di euro), italiane (199 milioni di euro) e del Sud America (520 milioni di euro). L'incremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 197 milioni di euro, è principalmente giustificato dalla variazione di perimetro per l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás e da accantonamenti effettuati per controversie con dipendenti, in parte compensati da rilasci e utilizzi soprattutto in Iberia e Italia.

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 ed è riconducibile prevalentemente a Enel Energia ed Enel Produzione.

Fondo oneri su imposte e tasse

Il fondo "oneri su imposte e tasse" accoglie la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria relativi a imposte dirette e indirette. Si precisa che il saldo del fondo accoglie, 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.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 214 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile al rilascio del fondo rischi stanziato per il contenzioso con la Regione Sardegna per gli impianti Tirso 1 e 2, al rilascio del fondo accantonato da Enel Trade in relazione ai contratti onerosi per la fornitura e il trasporto del gas naturale e al rilascio del fondo rischi stanziato per la controversia di natura regolatoria relativa all'autoconsumo dei produttori di energia elettrica in Spagna.

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 riduzione dell'anno, pari a 425 milioni di euro, 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'art. 4, commi 1-7 *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 2.003 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Ratei e risconti passivi operativi	929	973	(44)	-4,5%
Altre partite	1.074	883	191	21,6%
Totale	**2.003**	**1.856**	**147**	**7,9%**

La voce al 31 dicembre 2017 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 12.671 milioni*

La voce, pari a 12.671 milioni di euro (12.688 milioni di euro nel 2016), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a 11.965 milioni di euro (12.230 milioni di euro nel 2016) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 706 milioni di euro (458 milioni di euro nel 2016).

38. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 954 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Passività finanziarie differite	857	842	15	1,8%
Altre partite	97	422	(325)	-77,0%
Totale	**954**	**1.264**	**(310)**	**-24,5%**

Il decremento delle altre passività correnti è riferito, prevalentemente, ai minori debiti finanziari (per 296 milioni di euro) scaturiti da una diversa modalità di copertura del deficit tariffario nel sistema elettrico spagnolo. Si rimanda a quanto commentato nella nota 28.1.

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 37.410 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 31.12.2017**	al 31.12.2016	2017-2016	
Finanziamenti a lungo termine	41	42.439	41.336	1.103	2,7%
Finanziamenti a breve termine	41	1.894	5.372	(3.478)	-64,7%
Altri debiti finanziari correnti [1]		-	296	(296)	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	41	7.000	4.384	2.616	59,7%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	24.1	(2.444)	(2.621)	177	6,8%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	28.1	(4.458)	(2.924)	(1.534)	52,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	(7.021)	(8.290)	1.269	15,3%
Totale		**37.410**	**37.553**	**(143)**	**-0,4%**

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

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, 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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Denaro e valori in cassa	343	298	45	15,1%
Depositi bancari e postali	6.486	7.777	(1.291)	-16,6%
Altri investimenti di liquidità	192	215	(23)	-10,7%
Titoli	69	36	33	91,7%
Liquidità	**7.090**	**8.326**	**(1.236)**	**-14,8%**
Crediti finanziari a breve termine	3.253	1.993	1.260	63,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	42	128	(86)	-67,2%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.094	767	327	42,6%
Crediti finanziari correnti	**4.389**	**2.888**	**1.501**	**52,0%**
Debiti verso banche	(249)	(909)	660	72,6%
Commercial paper	(889)	(3.059)	2.170	70,9%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.346)	(749)	(597)	-79,7%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(5.429)	(3.446)	(1.983)	-57,5%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(225)	(189)	(36)	-19,0%
Altri debiti finanziari correnti (1)	(756)	(1.700)	944	-55,5%
Totale debiti finanziari correnti	**(8.894)**	**(10.052)**	**1.158**	**11,5%**
Posizione finanziaria corrente netta	**2.585**	**1.162**	**1.423**	**-**
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(8.310)	(7.446)	(864)	-11,6%
Obbligazioni	(32.285)	(32.401)	116	0,4%
Debiti verso altri finanziatori	(1.844)	(1.489)	(355)	-23,8%
Posizione finanziaria non corrente	**(42.439)**	**(41.336)**	**(1.103)**	**-2,7%**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB	**(39.854)**	**(40.174)**	**320**	**0,8%**
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	**2.444**	**2.621**	**(177)**	**-6,8%**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(37.410)**	**(37.553)**	**143**	**0,4%**

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

40. Altre passività correnti - *Euro 12.462 milioni*

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Debiti diversi verso clienti	1.824	1.785	39	2,2%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.765	4.617	148	3,2%
Debiti verso il personale	422	436	(14)	-3,2%
Debiti tributari diversi	1.323	1.071	252	23,5%
Debiti verso istituti di previdenza	218	215	3	1,4%
Contingent consideration	56	85	(29)	-34,1%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	1	403	(402)	-
Ratei e risconti passivi correnti	302	325	(23)	-7,1%
Debito per acquisto partecipazioni	-	-	-	-
Passività per lavori in corso	364	358	6	1,7%
Debiti per dividendi	1.541	1.410	131	9,3%
Altri	1.646	1.436	210	14,6%
Totale	**12.462**	**12.141**	**321**	**2,6%**

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 984 milioni di euro (1.038 milioni di euro al 31 dicembre 2016) 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 3.042 milioni di euro (3.069 milioni di euro al 31 dicembre 2016), nel mercato spagnolo per 1.399 milioni di euro (1.285 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e nel mercato del Sud America per 324 milioni di euro (263 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La voce "Contingent consideration" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute soprattutto da Enel Green Power Brasil Participações, 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" evidenziano al 31 dicembre 2017 un decremento quasi totale, principalmente dovuto, per 401 milioni di euro, al debito relativo alla put option sul 13,6% di e-distribuţie Muntenia ed Enel Energie Muntenia che è stato pagato nel corso del 2017.

41. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

41.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro		Non correnti		Correnti	
	Note	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Finanziamenti e crediti	41.1.1	**2.062**	**2.181**	**25.939**	**24.684**
Attività finanziarie disponibili per la vendita	41.1.2	**1.916**	**1.658**	**85**	**35**
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	41.1.3	-	-	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	41.1.4	-	-	-	-
Derivati attivi al FVTPL	41.1.4	17	21	1.982	3.027
Attività detenute per la negoziazione	41.1.4	-	-	-	1
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**17**	**21**	**1.982**	**3.028**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	41.1.5	23	36	-	1
Derivati di cash flow hedge	41.1.5	662	1.552	327	917
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		**685**	**1.588**	**327**	**918**
TOTALE		**4.680**	**5.448**	**28.333**	**28.665**

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	Note	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	30	7.021	8.290
Crediti commerciali	27	-	-	27	14.529	13.506
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	28.1	1.094	767
Crediti per factoring		-	-	28.1	42	128
Cash collateral		-	-	28.1	2.664	1.082
Altri crediti finanziari	24.1	2.062	2.181	28.1	589	911
Totale		**2.062**	**2.181**		**25.939**	**24.684**

I crediti commerciali verso clienti al 31 dicembre 2017 ammontano a 14.529 milioni di euro (13.506 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a 2.402 milioni di euro alla fine dell'anno a fronte di un saldo di apertura pari a 2.028 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Crediti commerciali		
Importo lordo	16.931	15.534
Fondo svalutazione crediti	(2.402)	(2.028)
Valore netto	**14.529**	**13.506**

La tabella seguente indica le movimentazioni del fondo svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Milioni di euro	
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**
Saldo di apertura al 01.01.2017	**2.028**
Accantonamenti	1.204
Utilizzi	(601)
Rilasci a Conto economico	(310)
Altre variazioni	81
Saldo di chiusura al 31.12.2017	**2.402**

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 31.12.2017	al 31.12.2016	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Partecipazioni altre imprese	24	58	196	24	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	24.1	382	440	28.1	69	35
Accordi per servizi in concessione	24	1.476	1.022		16	-
Totale		**1.916**	**1.658**		**85**	**35**

Movimentazione delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2017	**1.658**	**35**
Incrementi	-	-
Decrementi	(1)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	-	-
Riclassifiche	215	13
Altre variazioni	44	37
Saldo di chiusura al 31.12.2017	**1.916**	**85**

41.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

Non risultano attività finanziarie possedute sino alla scadenza.

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	Note	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati al FVTPL	44	**17**	**21**	44	**1.982**	**3.027**
Titoli detenuti per la negoziazione		-	-	28.1	-	1
Investimenti finanziari in fondi	24.1	-	-		-	-
Totale attività finanziarie designate al fair value alla rilevazione iniziale (fair value option)		-	-		-	-
TOTALE		**17**	**21**		**1.982**	**3.028**

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	41.2.1	**42.439**	**41.336**	**21.565**	**22.444**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	41.4	21	22	1.980	3.016
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		**21**	**22**	**1.980**	**3.016**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	41.4	7	15	6	1
Derivati di cash flow hedge	41.4	2.970	2.495	274	305
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		**2.977**	**2.510**	**280**	**306**
TOTALE		**45.437**	**43.968**	**23.825**	**25.766**

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	Note	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	41.3	42.439	41.336	41.3	7.000	4.384
Finanziamenti a breve termine		-	-	41.3	1.894	5.372
Debiti commerciali	37	-	-	37	12.671	12.688
Totale		**42.439**	**41.336**		**21.565**	**22.444**

41.3 Finanziamenti

41.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 49.439 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 2017 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 31.12.2017					al 31.12.2016				
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	25.862	25.275	4.679	20.596	29.561	26.426	25.770	1.583	24.187	30.332	(495)
- tasso variabile quotate	2.942	2.926	684	2.242	3.201	3.338	3.320	376	2.944	3.673	(394)
- tasso fisso non quotate	8.532	8.458	-	8.458	9.257	5.660	5.619	1.422	4.197	6.240	2.839
- tasso variabile non quotate	1.055	1.055	66	989	1.051	1.138	1.138	65	1.073	1.132	(83)
Totale obbligazioni	**38.391**	**37.714**	**5.429**	**32.285**	**43.070**	**36.562**	**35.847**	**3.446**	**32.401**	**41.377**	**1.867**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	1.545	1.533	293	1.240	4.155	1.283	1.278	152	1.126	1.372	255
- tasso variabile	8.146	8.116	1.053	7.063	8.445	6.951	6.902	597	6.305	7.187	1.214
- uso linee di credito revolving	8	7	-	7	7	15	15	-	15	15	(8)
Totale finanziamenti bancari	**9.699**	**9.656**	**1.346**	**8.310**	**12.607**	**8.249**	**8.195**	**749**	**7.446**	**8.574**	**1.461**
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	1.884	1.865	198	1.667	2.149	1.549	1.548	159	1.389	1.565	317
- tasso variabile	223	204	27	177	231	130	130	30	100	138	74
Totale finanziamenti non bancari	**2.107**	**2.069**	**225**	**1.844**	**2.380**	**1.679**	**1.678**	**189**	**1.489**	**1.703**	**391**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**37.823**	**37.131**	**5.170**	**31.961**	**45.122**	**34.918**	**34.215**	**3.316**	**30.899**	**39.509**	**2.916**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**12.374**	**12.308**	**1.830**	**10.478**	**12.935**	**11.572**	**11.505**	**1.068**	**10.437**	**12.145**	**803**
TOTALE	**50.197**	**49.439**	**7.000**	**42.439**	**58.057**	**46.490**	**45.720**	**4.384**	**41.336**	**51.654**	**3.719**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 860 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 nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2017		al 31.12.2016		**al 31.12.2017**	
Euro	**25.925**	**26.449**	**25.546**	**26.127**	**3,4%**	**3,8%**
Dollaro USA	13.521	13.658	9.879	9.978	4,9%	5,0%
Sterlina inglese	4.786	4.835	4.955	5.011	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.618	1.618	1.872	1.872	8,3%	8,3%
Real brasiliano	1.201	1.230	1.088	1.098	9,5%	9,6%
Franco svizzero	687	688	539	540	2,4%	2,4%
Peso cileno/UF	465	475	490	501	7,1%	7,2%
Sol peruviano	385	385	437	437	6,3%	6,3%
Rublo russo	245	245	295	295	10,6%	10,6%
Yen giapponese	233	233	255	255	2,4%	2,5%
Altre valute	373	381	364	376		
Totale valute non euro	**23.514**	**23.748**	**20.174**	**20.363**		
TOTALE	**49.439**	**50.197**	**45.720**	**46.490**		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subíto un incremento per 3.340 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente alle nuove emissioni in dollari statunitensi da parte di Enel Finance International.

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 31.12.2016								**al 31.12.2017**
Obbligazioni	36.562	(4.878)	(19)	-	-	8.992	(1.850)	(416)	38.391
Finanziamenti	9.928	(1.357)	-	230	-	3.292	(287)	-	11.806
Totale indebitamento finanziario	**46.490**	**(6.235)**	**(19)**	**230**	**-**	**12.284**	**(2.137)**	**(416)**	**50.197**

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2017 registra un incremento di 3.707 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, quale risultante di nuove emissioni per 12.284 milioni di euro e variazioni del perimetro di consolidamento per 230 milioni di euro, parzialmente compensate da rimborsi per 6.235 milioni di euro e da differenze positive di cambio per 2.137 milioni di euro, nonché per la riclassifica ad "attività/passività possedute per la vendita" del debito associato alle società di progetto messicane ("Progetto Kino"). Si evidenzia che la variazione del perimetro di consolidamento è riconducibile principalmente all'aumento dell'indebitamento seguito all'acquisizione, avvenuta nel mese di febbraio 2017, della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição Goiás,

parzialmente compensato dal decremento del debito finanziario derivante dalla cessione, avvenuta a novembre 2017, dei parchi eolici statunitensi di Caney River e Rocky Ridge.

I rimborsi effettuati nel corso del 2017 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 4.878 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 1.357 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2017 si segnalano:

> un prestito obbligazionario (909 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2017;
> un prestito obbligazionario (637 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di luglio 2017;
> un prestito obbligazionario a tasso fisso in dollari statunitensi (per un controvalore di 1.254 milioni di euro) emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di settembre 2017;
> prestiti obbligazionari (per un controvalore di 479 milioni di euro) emessi da società latino-americane, scaduti nel corso del 2017.

Si sottolinea, inoltre, che nel mese di agosto 2017 la società Enel Finance International ha riacquistato obbligazioni proprie emesse in dollari statunitensi con scadenza originaria a ottobre 2019; tale operazione è stata effettuata nel contesto della strategia di ottimizzazione della struttura delle passività del Gruppo Enel.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

> 224 milioni di euro di finanziamenti agevolati da parte di e-distribuzione ed Enel Produzione;
> 123 milioni di euro di finanziamenti bancari di Endesa, di cui 13 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
> 131 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Green Power SpA, di cui 40 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
> un controvalore di 57 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Russia, di cui 12 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
> un controvalore di 107 milioni di euro di finanziamenti di Enel Green Power North America;
> un controvalore di 467 milioni di euro di finanziamenti di società latino-americane.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2017 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 8.992 milioni di euro e a finanziamenti per 3.292 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2017.

	Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni:							
	Enel Finance International	16.01.2017	1.250	Euro	1,14%	Tasso fisso	16.09.2024
	Enel Finance International	03.03.2017	192	CHF	0,55%	Tasso fisso	03.09.2024
	Enel Finance International	25.05.2017	1.668	USD	2,88%	Tasso fisso	25.05.2022
	Enel Finance International	25.05.2017	1.668	USD	3,62%	Tasso fisso	25.05.2027
	Enel Finance International	25.05.2017	834	USD	4,75%	Tasso fisso	25.05.2047
	Enel Finance International	06.10.2017	1.042	USD	2,75%	Tasso fisso	06.04.2023
	Enel Finance International	06.10.2017	1.042	USD	3,50%	Tasso fisso	06.04.2028
	Enel Finance International	06.10.2017	417	USD	4,75%	Tasso fisso	25.05.2047
	Enel Distribución Rio	15.12.2017	149	BRL	CDI + 1,14%	Tasso variabile	15.12.2020
	Enel Distribución Ceará	15.12.2017	87	BRL	CDI + 0,80%	Tasso variabile	15.12.2022
Totale obbligazioni			**8.349**				
Finanziamenti bancari:							
	Enel	27.04.2017	150	Euro	Euribor 3M + 37,5 bps	Tasso variabile	27.04.2020
	Enel	15.06.2017	450	Euro	Euribor 6M + 33,5 bps	Tasso variabile	15.07.2020
	Enel	10.07.2017	200	Euro	Euribor 6M + 20 bps	Tasso variabile	26.06.2021
	Enel	10.07.2017	189	USD	Libor 3M + 71,8 bps	Tasso variabile	12.07.2021
	Endesa	18.01.2017	150	Euro	Euribor 6M + 38 bps	Tasso variabile	18.01.2029
	Endesa	20.02.2017	150	Euro	Euribor 6M + 39 bps	Tasso variabile	20.02.2029
	Enel Green Power Projetos I	09.11.2017	211	USD	3,19%	Tasso fisso	08.11.2019
Totale finanziamenti bancari			**1.500**				

Si evidenzia che nel corso del 2017 Enel SpA ed Enel Finance International hanno siglato con un pool di banche una linea di credito revolving da 10 miliardi di euro con scadenza nel mese di dicembre 2022; tale linea, che sostituisce una preesistente linea da 9,44 miliardi di euro rinegoziata nel febbraio 2015 con scadenza quinquennale, non risulta utilizzata al 31 dicembre 2017.

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/Euro 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/Euro Medium Term Notes di (i) Enel ed Enel Finance International NV (inclusi i c.d. "Green Bonds" di Enel Finance International NV, garantiti da Enel SpA, utilizzati per finanziare i c.d. "eligible green projects" del Gruppo) 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 parimenteticamente 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.

Nel corso del 2017 Enel Finance International NV ha emesso alcuni prestiti obbligazionari sul mercato americano, garantiti da Enel, i cui principali covenant sono gli stessi delle emissioni obbligazionarie effettuate ai sensi del programma Euro Medium Term Notes.

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 31.12.2017					
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%			%
Euro	**25.925**	**26.449**	**52,7**	**15.144**	**41.593**	**82,9**
Dollaro USA	13.521	13.658	27,2	(10.577)	3.081	6,1
Sterlina inglese	4.786	4.835	9,6	(4.835)	-	-
Peso colombiano	1.618	1.618	3,2	29	1.647	3,3
Real brasiliano	1.201	1.230	2,5	977	2.207	4,4
Franco svizzero	687	688	1,4	(688)	-	-
Peso cileno/UF	465	475	0,9	-	475	0,9
Sol peruviano	385	385	0,8	-	385	0,8
Rublo russo	245	245	0,5	100	345	0,7
Yen giapponese	233	233	0,5	(233)	-	-
Altre valute	373	381	0,7	83	464	0,9
Totale valute non euro	**23.514**	**23.748**	**47,3**	**(15.144)**	**8.604**	**17,1**
TOTALE	**49.439**	**50.197**	**100,0**	-	**50.197**	**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

	2017				2016			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	*Ante* copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	14.268	27,4	11.358	21,8	17.240	33,1	14.667	28,1
Tasso fisso	37.823	72,6	40.733	78,2	34.918	66,9	37.491	71,9
Totale	**52.091**		**52.091**		**52.158**		**52.158**	

Al 31 dicembre 2017, il 27,4% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (33,1% al 31 dicembre 2016). 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 2017 risulta pari a 21,8% dell'indebitamento finanziario (28,1% al 31 dicembre 2016). 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 78% rispetto all'esposizione (72% coperto al 31 dicembre 2016).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

al 31.12.2016					
Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
Saldo contabile	Valore nominale	%			%
25.546	**26.127**	**56,2**	**12.220**	**38.347**	**82,5**
9.879	9.978	21,5	(6.889)	3.089	6,6
4.955	5.011	10,8	(5.011)	-	-
1.872	1.872	4,0	-	1.872	4,0
1.088	1.098	2,4	276	1.374	3,0
539	540	1,2	(540)	-	-
490	501	1,1	-	501	1,1
437	437	0,9	-	437	0,9
295	295	0,6	112	407	0,9
255	255	0,5	(255)	-	-
364	376	0,8	87	463	1,0
20.174	**20.363**	**43,8**	**(12.220)**	**8.143**	**17,5**
45.720	**46.490**	**100,0**	**-**	**46.490**	**100,0**

41.3.2 Finanziamenti a breve termine - *Euro 1.894 milioni*

Al 31 dicembre 2017 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 1.894 milioni di euro, registrando un decremento di 3.478 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Debiti verso banche a breve termine	249	909	(660)
Commercial paper	889	3.059	(2.170)
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	449	1.286	(837)
Altri debiti finanziari a breve termine[1]	307	118	189
Indebitamento finanziario a breve	**1.894**	**5.372**	**(3.478)**

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

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 249 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2017 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 di Enel Américas ed Enel Generación Chile per un importo complessivo di 400 milioni di dollari statunitensi pari a 334 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2017 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 889 milioni di euro, in capo a International Endesa BV. Si segnala che la significativa riduzione di 2.170 milioni si riferisce alla minore esposizione di Enel Finance International a seguito delle minori emissioni intervenute nel corso dell'esercizio e della riclassifica ad "attività/passività possedute per la vendita" del debito associato alle società di progetto messicane ("Progetto Kino").

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 divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro

	2017		2016	
	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	81	-	59	-
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al costo ammortizzato	1	-	7	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	-	-	(1)	-
Finanziamenti e altri crediti	(701)	*(870)*	(595)	*(764)*
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	1	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	(1)	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	-	-	-	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(1.054)	-	(1.873)	-
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	1	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	**1**	-	-	-

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

Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a rischi di natura finanziaria quali il rischio di mercato (che include il rischio di tasso di interesse, di tasso di cambio e del prezzo delle commodity), il rischio di credito e il rischio di liquidità.

Come riportato nel capitolo "Principali rischi e incertezze", la governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di comitati interni e l'impiego di apposite policy e limiti operativi. L'obiettivo primario di Enel è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati.

Rischi di mercato

I rischi di mercato comprendono principalmente il rischio di tasso di interesse, il rischio di tasso di cambio e il rischio di prezzo delle commodity. Le fonti dell'esposizione ai rischi di mercato non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Il rischio di tasso di interesse deriva principalmente dall'impiego di strumenti finanziari. Le principali passività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori, commercial paper, derivati, depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie passive, cash collateral), debiti per lavori in corso nonché debiti commerciali. Le principali attività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono crediti finanziari, crediti per factoring, derivati, depositi in denaro forniti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie attive, cash collateral), disponibilità liquide (e mezzi equivalenti), crediti per lavori in corso nonché i crediti commerciali.

Lo scopo di tali strumenti è quello di supportare le attività industriali del Gruppo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 41 "Strumenti finanziari".

Il rischio di tasso di cambio deriva dalle attività di compravendita di combustibili ed energia, dagli investimenti industriali, dai dividendi relativi a partecipazioni, dai rapporti commerciali, nonché dall'impiego di strumenti finanziari. Il bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo.

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 degli effetti traslativi (bilancio consolidato). Tale obiettivo viene raggiunto alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione sia della natura degli strumenti finanziari sia delle fonti di ricavo, nonché attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti derivati sui mercati Over The Counter (OTC) o mediante appositi accordi commerciali.

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, in conformità con le policy e i limiti operativi definiti dalla governance di Gruppo, Enel elabora e pianifica sia strategie che intervengono nelle varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas (quali l'approvvigionamento anticipato e gli accordi commerciali a lungo termine), sia piani e tecniche di mitigazione del rischio tramite l'utilizzo di contratti derivati (hedging).

Nell'ambito della governance dei rischi di mercato, Enel 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 e del Consiglio). Nel corso del 2017 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse si manifesta principalmente come variazione inattesa degli oneri relativi alle passività finanziarie, se indicizzati a tasso variabile e/o soggetti

all'incertezza delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazione inattesa del valore di strumenti finanziari valutati al fair value (quali il debito a tasso fisso).

Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri e di contenimento del costo della provvista. Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra. 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, Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente i flussi di cassa relativi agli interessi a tasso variabile con quelli relativi agli interessi a tasso fisso, entrambi calcolati sul 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 trasformare i criteri di indicizzazione di una passività finanziaria a tasso variabile.

Alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi di cassa cedolari con più fasi, coperti da interest rate swap, che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio 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 sul 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 lo strumento finanziario sintetico per effetto della copertura. Alcune strategie di copertura prevedono combinazioni di opzioni (c.d. "collar"), che consentono di fissare contemporaneamente sia il tasso minimo sia il tasso massimo. In questo 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 elevato rispetto alle aspettative del mercato sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di maggior incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni del livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2016, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2017	2016
Da variabile a fisso interest rate swap	11.166	11.526
Da fisso a variabile interest rate swap	884	853
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	165	165
Interest rate option	50	50
Totale	**12.265**	**12.594**

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

Enel 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 di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.

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	2017				
		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	24	(24)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	8	(8)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	107	(107)
Fair value hedge	25	(3)	3	-	-

Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazione inattesa delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. L'esposizione del Gruppo è legata in particolare alle operazioni di compravendita di combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato OTC.

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali 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 del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di 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 capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2016, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2017	2016
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	19.004	14.973
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	3.526	2.887
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	6.319	6.036
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	-	-
Contratti currency forward a copertura di finanziamenti	-	-
Altri contratti forward	300	1.014
Totale	**29.149**	**24.910**

In particolare si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 19.004 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (14.973 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 9.845 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 (8.923 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- 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), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2017 si rileva che il 47% (44% al 31 dicembre 2016) 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 17% al 31 dicembre 2017 (18% al 31 dicembre 2016).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Enel 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 ottenuti mediante l'apprezzamento e il deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le altre divise rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.
Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.
Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di cambio come segue.

Milioni di euro		2017			
		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%	544	(663)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.413)	2.946
Fair value hedge	10%	-	-	-	-

Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity deriva principalmente dalle attività di compravendita di energia e combustibili a prezzo variabile (per es., contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali nei fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (per es., PPA) e contratti finanziari (per es., contratti per differenza, VPP ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte, nel caso il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore di Enel, nel caso contrario. L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è aggregata per fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Per i portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi ai particolari fattori di rischio che generano l'esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Inoltre, Enel applica tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra esposizioni 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 inoltre svolge attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO_2 ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e OTC, ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2017	2016
Contratti forward e future	24.824	28.197
Swap	4.584	6.195
Opzioni	422	308
Embedded	-	-
Totale	**29.830**	**34.700**

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.

L'impatto sul risultato prima delle imposte, in caso di un incremento del 10% e di un decremento del 10% dei prezzi delle commodity principali che compongono gli scenari dei combustibili e il paniere delle formule utilizzate nei contratti, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo del gas e dei prodotti petroliferi e, in minor misura, dell'energia e della CO_2. L'impatto sul patrimonio netto, applicando gli stessi shift sulla curva dei prezzi, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo del carbone e dell'energia elettrica e, in misura inferiore, della CO_2.

Milioni di euro		2017			
		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%	23	(18)	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10%	-	-	67	(65)

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria, espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti che causa effetti avversi sul valore atteso della posizione creditoria e, relativamente ai soli crediti commerciali, incremento dei tempi medi di incasso.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

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 e 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.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Region, Country e 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.

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Con riferimento infine all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Region/Country/Global Business Line, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per es., netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

Concentrazione del rischio di credito dei clienti

I crediti commerciali sono generati dall'operatività del Gruppo in molteplici Region e Country con clienti e controparti che presentano un elevato livello di diversificazione, oltre che geografica, anche settoriale e dimensionale (clientela corporate, residenziale e pubbliche amministrazioni). Enel, infatti, ha oltre 60 milioni di clienti o controparti con esposizioni creditizie tendenzialmente granulari.

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Milioni di euro

	2017	2016
Crediti commerciali svalutati	**2.402**	**2.028**
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	**10.425**	**10.006**
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati:	**4.105**	**3.499**
- da meno di 3 mesi	1.779	1.349
- da 3 a 6 mesi	444	288
- da 6 mesi a 12 mesi	349	334
- da 12 mesi a 24 mesi	343	500
- oltre 24 mesi	1.190	1.028
Totale	**16.932**	**15.533**

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si manifesta come incertezza sulla capacità del Gruppo di adempiere alle proprie obbligazioni, associate a passività finanziarie che sono regolate tramite la cassa o altre attività finanziarie.

Enel gestisce il rischio di liquidità attuando opportune misure tese a garantire un adeguato livello di risorse finanziarie liquide, minimizzandone il relativo costo opportunità, e mantenendo una struttura del debito equilibrata in termini di scadenze e fonti di finanziamento.

Nel breve termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese le disponibilità di cassa e i depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e il portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo equilibrato di scadenze del debito e l'accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.

La mitigazione del rischio di liquidità consente al Gruppo di mantenere un profilo di merito creditizio che garantisca l'accesso al mercato dei capitali e limiti il costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti positivi sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito non utilizzate.

Milioni di euro	**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	245	13.761	176	14.214
Linee di credito uncommitted	360	1	448	19
Commercial paper	7.464	-	6.320	-
Totale	**8.069**	**13.762**	**6.944**	**14.233**

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	2019	2020	2021	2022	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	2.506	2.173	2.098	2.173	1.320	2.254	12.751
- tasso variabile quotate	500	184	229	115	168	306	1.274
- tasso fisso non quotate	-	-	-	-	-	1.291	7.167
- tasso variabile non quotate	-	66	229	177	111	97	525
Totale obbligazioni	**3.006**	**2.423**	**2.556**	**2.465**	**1.599**	**3.948**	**21.717**
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	73	220	398	340	133	53	316
- tasso variabile	93	960	797	1.374	1.067	545	3.280
- uso linee di credito revolving	-	-	-	7	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	**166**	**1.180**	**1.195**	**1.721**	**1.200**	**598**	**3.596**
Finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	53	145	164	176	173	174	980
- tasso variabile	7	20	30	30	40	16	61
Totale finanziamenti non bancari	**60**	**165**	**194**	**206**	**213**	**190**	**1.041**
Totale	**3.232**	**3.768**	**3.945**	**4.392**	**3.012**	**4.736**	**26.354**

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 cosiddetta "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 2017.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	79.163	19.475	14.596	14.163	30.929
- combustibili	42.302	24.671	10.764	5.222	1.645
Totale	**121.465**	**44.146**	**25.360**	**19.385**	**32.574**

43. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2017 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 es., 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 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	827	848	23	36	-	20	-	1
Totale	**827**	**848**	**23**	**36**	**-**	**20**	**-**	**1**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	780	379	5	3	127	17	1	-
- cambi	3.644	8.057	594	1.531	1.130	3.561	45	464
- commodity	367	99	63	18	1.975	1.869	281	453
Totale	**4.791**	**8.535**	**662**	**1.552**	**3.232**	**5.447**	**327**	**917**
Derivati di trading:								
- tassi	394	50	3	3	-	-	-	-
- cambi	134	120	5	7	4.442	3.246	80	70
- commodity	177	69	9	11	12.909	15.539	1.902	2.957
Totale	**705**	**239**	**17**	**21**	**17.351**	**18.785**	**1.982**	**3.027**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**6.323**	**9.622**	**702**	**1.609**	**20.583**	**24.252**	**2.309**	**3.945**

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	63	106	7	15	35	7	6	1
- commodity	-	-	-	-	-	4	-	-
Totale	**63**	**106**	**7**	**15**	**35**	**11**	**6**	**1**
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	9.899	11.042	556	695	50	31	1	1
- cambi	15.756	5.686	2.375	1.764	2.096	457	114	88
- commodity	368	352	39	36	1.114	1.096	159	216
Totale	**26.023**	**17.080**	**2.970**	**2.495**	**3.260**	**1.584**	**274**	**305**
Derivati di trading:								
- tassi	88	88	9	13	100	119	65	73
- cambi	326	37	10	5	1.474	3.633	38	62
- commodity	18	64	2	4	12.902	15.608	1.877	2.881
Totale	**432**	**189**	**21**	**22**	**14.476**	**19.360**	**1.980**	**3.016**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**26.518**	**17.375**	**2.998**	**2.532**	**17.771**	**20.955**	**2.260**	**3.322**

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 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; vi) prezzo relativo ai beni d'investimento; vii) prezzo dei costi operativi; viii) ricavi derivanti dalla vendita di energia;
> 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.

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 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	**Attività coperta**	**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	22	812	35	853
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(550)	10.799	(691)	11.484
Interest rate swap	Credito finanziario a tasso variabile	-	72	-	-
Totale		**(528)**	**11.683**	**(656)**	**12.337**

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati di fair value hedge:								
- interest rate swap	827	868	23	37	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- interest rate swap	907	396	6	3	9.949	11.073	(557)	(696)
Totale derivati sul tasso di interesse	**1.734**	**1.264**	**29**	**40**	**9.949**	**11.073**	**(557)**	**(696)**

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta al 31 dicembre 2017 pari a 11.683 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 528 milioni di euro.
Il valore nozionale evidenzia un decremento di 654 milioni di euro. In particolare, si evidenzia che sono scaduti interest rate swap per un valore complessivo di 1.089 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per 666 milioni di euro. Il valore, inoltre, risente della riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing.

Il miglioramento del fair value, pari a 128 milioni di euro, è dovuto principalmente all'incremento del tratto a lungo della curva dei tassi di interesse verificatosi 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 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse:							
- derivati attivi (fair value positivo)	6	1	3	2	1	-	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(557)	(93)	(113)	(109)	(88)	(61)	(131)

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 01.01.2016	**(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)**
Saldo di apertura al 01.01.2017	**(768)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	99
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	52
Saldo di chiusura al 31.12.2017	**(617)**

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 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
		al 31.12.2017		al 31.12.2016	
Strumento di copertura	**Attività coperta**				
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(1.720)	17.616	148	13.988
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	(4)	977	(16)	650
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(29)	321	(69)	335
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	(130)	3.076	120	2.091
Currency forward	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	30	552	1	38
Currency forward	Acquisti di beni d'investimento e altro	(9)	183	(57)	772
Totale		**(1.863)**	**22.725**	**127**	**17.874**

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 17.616 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value negativo pari a 1.720 milioni di euro;
- contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.298 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 33 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 3.628 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 negativo complessivo pari a 100 milioni di euro;
- contratti currency forward con un ammontare nozionale di 183 milioni di euro e un fair value negativo pari a 9 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'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati di fair value hedge:								
- currency forward	-	-	-	-	4	7	-	(1)
- CCIRSs	-	-	-	-	93	106	(13)	(15)
Derivati di cash flow hedge:								
- currency forward	747	2.521	32	141	3.060	373	(142)	(76)
- CCIRSs	4.028	9.097	607	1.854	14.793	5.770	(2.347)	(1.776)
Totale derivati sul tasso di cambio	**4.775**	**11.618**	**639**	**1.995**	**17.950**	**6.256**	**(2.502)**	**(1.868)**

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2017, pari a 18.914 milioni (14.973 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di 3.941 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 1.513 milioni di euro e chiusi anticipatamente cross currency interest rate swap per un valore pari a 1.660 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 7.896 milioni di euro, di cui 2.501 milioni di euro e 4.169 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in dollari statunitensi intervenute rispettivamente nel mese di maggio e ottobre 2017. Il valore risente, inoltre, dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise che ha determinato un decremento del loro valore nozionale per 782 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2017, pari a 3.807 milioni di euro (2.894 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di 913 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale, dall'acquisto di combustibili e da flussi di cassa relativi a investimenti. Le variazioni del nozionale sono connesse alla normale operatività.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio:							
- derivati attivi (fair value positivo)	638	81	138	66	53	44	493
- derivati passivi (fair value negativo)	(2.488)	(52)	(174)	71	38	(46)	268

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 01.01.2016	**(614)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(508)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(230)
Saldo di chiusura al 31.12.2016	**(1.341)**
Saldo di apertura al 01.01.2017	**(1.341)**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(211)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(88)
Saldo di chiusura al 31.12.2017	**(1.640)**

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
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	458	21	39	5	238	4	(22)	-
- forward/future	116	87	11	10	545	590	(102)	(66)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	**574**	**108**	**50**	**15**	**783**	**594**	**(124)**	**(66)**
Derivati su carbone:								
- swap	525	380	84	247	18	1	(1)	-
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	**525**	**380**	**84**	**247**	**18**	**1**	**(1)**	**-**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	45	161	12	44	-	13	-	(2)
- forward/future	1.036	1.259	130	149	681	744	(73)	(180)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su gas e petrolio	**1.081**	**1.420**	**142**	**193**	**681**	**757**	**(73)**	**(182)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	162	60	68	16	-	96	-	(4)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO_2	**162**	**60**	**68**	**16**	**-**	**96**	**-**	**(4)**
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	**2.342**	**1.968**	**344**	**471**	**1.482**	**1.452**	**(198)**	**(252)**

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 142 milioni di euro, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per un ammontare di 84 milioni di euro e, in minor misura, a transazioni in derivati su CO_2 (68 milioni di euro) ed energia (50 milioni di euro). Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita, effettuate sia su commodity petrolifere sia su prodotti gas con delivery fisica (All in One Hedge).

I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a contratti derivati su energia per 124 milioni di euro, a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 73 milioni di euro e, in misura marginale, a operazioni in derivati su carbone (1 milione di euro).

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity:							
- derivati attivi (fair value positivo)	344	280	28	15	-	-	21
- derivati passivi (fair value negativo)	(198)	(159)	(39)	-	-	-	-

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 01.01.2016	**(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**
Saldo di apertura al 01.01.2017	**345**
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	409
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(513)
Saldo di chiusura al 31.12.2017	**241**

1168

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 2017 e al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati FVTPL								
Derivati su tasso di interesse:								
- interest rate swap	394	50	3	3	138	157	(68)	(79)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(6)	(7)
Derivati su tasso di cambio:								
- currency forward	4.576	3.366	85	77	1.759	3.670	(46)	(67)
- CCIRS	-	-	-	-	90	-	(2)	-
Derivati su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	776	1.105	125	163	608	1.169	(107)	(172)
- forward/future	3.439	5.820	457	1.005	3.500	5.705	(522)	(1.033)
- opzioni	7	16	9	14	16	23	(5)	(9)
Totale derivati su energia	**4.222**	**6.941**	**591**	**1.182**	**4.124**	**6.897**	**(634)**	**(1.214)**
Derivati su carbone:								
- swap	369	1.077	86	387	294	1.069	(57)	(409)
- forward/future	29	103	1	15	4	93	-	(2)
- opzioni	-	-	-	-	-	1	-	(1)
Totale derivati su carbone	**398**	**1.180**	**87**	**402**	**298**	**1.163**	**(57)**	**(412)**
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	534	616	125	205	629	572	(123)	(109)
- forward/future	7.653	6.591	823	941	7.483	6.648	(732)	(853)
- opzioni	181	125	254	177	216	143	(293)	(245)
Totale derivati su gas e petrolio	**8.368**	**7.332**	**1.202**	**1.323**	**8.328**	**7.363**	**(1.148)**	**(1.207)**
Derivati su CO_2:								
- swap	-	-	-	-	-	6	-	(3)
- forward/future	97	155	30	61	79	243	(34)	(49)
- opzioni	1	-	1	-	1	-	(1)	-
Totale derivati su CO_2	**98**	**155**	**31**	**61**	**80**	**249**	**(35)**	**(52)**
Derivati su Other:								
- swap	-	-	-	-	90	-	(5)	-
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su Other	-	-	-	-	**90**	-	**(5)**	-
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI	**18.056**	**19.024**	**1.999**	**3.048**	**14.957**	**19.549**	**(2.001)**	**(3.038)**

Al 31 dicembre 2017 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse è pari a 582 milioni di euro. Il fair value negativo di 71 milioni di euro ha subito un miglioramento di 12 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'incremento del tratto a lungo termine della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2017 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 6.425 milioni di euro. La riduzione complessiva del loro valore nozionale e l'aumento del relativo fair value netto pari a 27 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2017 l'ammontare del nozionale dei deri-

vati su commodity è pari a 26.006 milioni di euro. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 1.202 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 591 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 1.148 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 634 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.

Nella categoria Other sono ricomprese attività di copertura effettuate tramite derivati su indici meteorologici ("Weather Derivatives"). Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo sono infatti esposte anche al rischio volumetrico legato alla variabilità delle condizione meteorologiche (per es., la temperatura ambientale influisce sui consumi di gas e di energia elettrica).

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 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 esposte, 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	**6**	4	-	2	**-**	-	-	-
Accordi per servizi in concessione	24	**1.476**	-	1.476	-	**16**	-	16	-
Titoli disponibili per la vendita	24.1	**382**	382	-	-	**69**	69	-	-
Finanziamenti e crediti valutati al fair value	24 e 28	**49**	-	15	34	**41**	41	-	-
Altri investimenti di liquidità al fair value	30	**-**	-	-	-	**203**	101	102	-
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	44	**5**	-	5	-	**1**	-	1	-
- cambi	44	**594**	-	594	-	**45**	-	45	-
- commodity	44	**63**	41	22	-	**281**	216	65	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	44	**23**	-	23	-	**-**	-	-	-
Derivati di trading:									
- tassi	44	**3**	-	3	-	**-**	-	-	-
- cambi	44	**5**	-	5	-	**80**	-	80	-
- commodity	44	**9**	3	6	-	**1.902**	902	1.000	-
Rimanenze valutate al fair value	26	**-**	-	-	-	**45**	1	44	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	25	**23**	-	23	-	**-**	-	-	-
Altre attività valutate al fair value	25	**5**	-	5	-	**-**	-	-	-
Attività classificate come possedute per la vendita	31	**4**	-	-	4	**-**	-	-	-

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese" è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell'esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Gli "Accordi per servizi in concessione" sono relativi all'attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano prevalentemente da parte delle società Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará ed Enel Distribuição Goiás 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.

La voce "Finanziamenti e crediti valutati al fair value" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 189 milioni di euro al 31 dicembre 2017 il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente.

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 es., 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
Finanziamenti e crediti	24 e 28	**649**	-	5	644	**102**	-	-	102
Investimenti immobiliari	18	**111**	-	-	111	**-**	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	24	**34**	-	-	34	-	-	-	-
Rimanenze	26	**62**	-	-	62	-	-	-	-

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 111 milioni di euro e per 62 milioni di euro. Tali 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.

La voce maggiormente significativa è quella dei "Finanziamenti e crediti" e accoglie essenzialmente i crediti di e-distribuzione per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) e per il rimborso degli oneri connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici.

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	**556**	-	556	-	**1**	-	1	-
- cambi	44	**2.375**	-	2.375	-	**114**	-	114	-
- commodity	44	**39**	12	27	-	**159**	21	138	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	44	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
- cambi	44	**7**	-	7	-	**6**	-	6	-
- commodity	44	**-**	-	-	-	**-**	-	-	-
Derivati di trading:									
- tassi	44	**9**	-	9	-	**65**	-	65	-
- cambi	44	**10**	-	10	-	**38**	-	38	-
- commodity	44	**2**	1	1	-	**1.877**	774	1.098	5
Contingent consideration	36 e 40	**9**	-	9	-	**23**	-	23	-

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.

Il fair value dei derivati sul rischio di prezzo su commodity classificato come Livello 3 fa riferimento alla valutazione di attività di copertura tramite derivati su indici meteorologici (c.d. "Weather Derivatives"). Per questi contratti la valutazione è effettuata utilizzando dati storici certificati delle variabili sottostanti. Per esempio, un derivato di tipologia HDD ("Heating Degree Days") su una data stazione di osservazione indicata nel contratto derivato è valutato al fair value calcolando la differenza tra lo strike contrattualizzato e la media storica della stessa variabile osservata nella medesima stazione.

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	38.818	35.739	3.079	-
- a tasso variabile	41.3.1	4.252	667	3.585	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	41.3.1	4.155	-	4.155	-
- a tasso variabile	41.3.1	8.452	-	8.452	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	41.3.1	2.149	-	2.149	-
- a tasso variabile	41.3.1	231	-	231	-
Totale		**58.057**	**36.406**	**21.651**	-

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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

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 2017 e del 2016, nonché al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

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	1	1.767	2.668	443	89	-
Altri ricavi e proventi	-	-	2	-	3	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.345	2.458	1.636	-	4	-
Costi per servizi e altri materiali	-	75	2.340	5	115	-
Altri costi operativi	4	524	3	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	32	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	1	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti patrimoniali						
Crediti commerciali	-	77	526	57	34	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	-	24	129	1	-
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	893	-	-	-
Debiti commerciali	682	110	543	977	11	-
Altre passività correnti	-	-	10	-	-	-
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
Altre informazioni						
Garanzie rilasciate	-	280	360	-	108	-
Garanzie ricevute	-	-	208	-	23	-
Impegni	-	-	46	-	6	-

Totale 2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
4.968	156	**5.124**	**72.664**	**7,1%**
5	17	**22**	**1.975**	**1,1%**
-	18	**18**	**2.371**	**0,8%**
7.443	318	**7.761**	**36.039**	**21,5%**
2.535	129	**2.664**	**17.982**	**14,8%**
531	-	**531**	**2.886**	**18,4%**
32	(5)	**27**	**578**	**4,7%**
1	24	**25**	**3.908**	**0,6%**

Totale al 31.12.2017	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2017	Totale voce di bilancio	Incidenza %
694	138	**832**	**14.529**	**5,7%**
-	3	**3**	**4.614**	**0,1%**
154	8	**162**	**2.695**	**6,0%**
-	11	**11**	**2.309**	**0,5%**
6	30	**36**	**2.003**	**1,8%**
893	-	**893**	**42.439**	**2,1%**
2.323	42	**2.365**	**12.671**	**18,7%**
10	27	**37**	**12.462**	**0,3%**
-	9	**9**	**2.260**	**0,4%**
89	-	**89**	**7.000**	**1,3%**
748	-	**748**		
231	-	**231**		
52	-	**52**		

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	-

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/investors1/statuto-regolamenti-e-politiche/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 2017 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 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		

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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Garanzie prestate:			
- fideiussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	8.171	8.123	48
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	79.163	63.407	15.756
- acquisti di combustibili	42.302	47.305	(5.003)
- forniture varie	3.119	1.309	1.810
- appalti	3.334	1.846	1.488
- altre tipologie	2.912	3.751	(839)
Totale	**130.830**	**117.618**	**13.212**
TOTALE	**139.001**	**125.741**	**13.260**

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 2017 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 d'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. 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 ha pronunciato la sentenza di primo grado di assoluzione di tutti gli imputati in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche, assolvendo gli imputati anche per il reato di disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori Delegati di Enel SpA. 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.

A seguito di impugnazione, 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". La Procura Generale competente ha proposto ricorso per Cassazione avverso l'assoluzione dei tre ex Amministratori Delegati che è stato dichiarato inammissibile dalla Suprema Corte all'udienza del 10 gennaio 2018.

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. Avverso la sentenza di condanna è stato proposto appello dai dipendenti condannati e dal responsabile civile Enel Produzione SpA; analogo appello è stato proposto dal dipendente per il quale era stata dichiarata la prescrizione.

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 19 aprile 2018 per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati.

Centrale termoelettrica di Brindisi Sud - Sequestro della centrale

Per maggiori dettagli sulla vicenda si rimanda alla descrizione precentemente fornita nei "Fatti di rilievo del 2017" nella Relazione sulla gestione e alla nota 50 "Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio".

1181

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 (ora e-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 2017 i giudizi pendenti risultano essere circa 8.100. 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 impugnato la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. All'udienza del 23 febbraio 2018 il giudice ha assegnato alle parti i termini per lo scambio delle memorie conclusionali e ha trattenuto la causa in decisione.

A ottobre 2014, sulla base della sentenza del 21 ottobre 2013, Enel ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma al fine di ottenere la quantificazione e il pagamento delle somme dovutele da parte di Cattolica. All'udienza del 3 ottobre 2016 il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta delle controparti di sospendere il processo in attesa della definizione di quello di appello e ha rinviato la causa al 4 luglio 2017 per l'esame delle richieste istruttorie. Con ordinanza del 12 luglio 2017 il giudice ha sciolto la riserva sulle istanze istruttorie e ha rinviato la causa all'udienza del 25 novembre 2019 per la decisione.

Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Con il provvedimento 26581 notificato in data 11 maggio 2017 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), effettuando nella stessa data anche accessi ispettivi per l'acquisizione di documenti presso alcune sedi di dette società, di Enel Italia Srl e presso il punto Enel di Catania.

Il procedimento è stato avviato sulla base di segnalazioni effettuate dall'Associazione italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET), dalla società Green Network SpA (GN), nonché sulla base di segnalazioni di singoli consumatori che sarebbero giunte all'AGCM soprattutto a partire dalla seconda metà del 2016.

Secondo le contestazioni formulate dall'AGCM nel provvedimento di avvio, il Gruppo Enel, in quanto integrato nella distribuzione e nella vendita sul mercato tutelato, avrebbe posto in essere, in un contesto di mercato caratterizzato da una cruciale fase di transizione verso la completa apertura alla concorrenza dei mercati retail dei clienti domestici e non domestici allacciati in bassa tensione, una strategia escludente attraverso una serie di condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare la propria società attiva sul mercato libero, ovvero Enel Energia.

Enel e le altre società del Gruppo coinvolte nel procedimento, pur ritenendo di non aver posto in essere le condotte contestate, hanno presentato impegni al fine di eliminare le preoccupazioni anticoncorrenziali espresse dall'AGCM con il provvedimento di avvio del procedimento.

Con provvedimenti adottati l'8 novembre 2017 l'AGCM ha rigettato gli impegni presentati, ritenendo sussistente un

interesse all'accertamento nel merito delle condotte contestate. Conseguentemente, il procedimento proseguirà con la fase istruttoria ordinaria nell'ambito della quale le società interessate potranno depositare memorie ed essere udite allo scopo di rappresentare il proprio posizionamento in relazione alle contestazioni formulate dall'AGCM.
Il termine per la chiusura del procedimento è fissato il 30 giugno 2018.

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. Il procedimento è tuttora pendente.

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.
Successivamente all'instaurazione del giudizio dinanzi al Tribunal de Grande Instance, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, tra il 2012 e il 2013 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.
Il 29 gennaio 2018 il Tribunal de Grande Instance ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando ad Albania BEG Ambient Shpk il riconoscimento e l'esecuzione in Francia della sentenza del Tribunale di Tirana per insussistenza dei requisiti richiesti dal diritto francese ai fini dell'*exequatur*. In particolare, fra l'altro, il Tribunal de

1183

Grande Instance ha statuito che: (i) la sentenza albanese contrasti con un giudicato preesistente, nella specie il lodo arbitrale del 2002 e (ii) costituisca una frode alla legge la circostanza che BEG abbia cercato di ottenere in Albania ciò che non è riuscita a ottenere nel giudizio arbitrale italiano, riproponendo la medesima domanda tramite Albania BEG Ambient Shpk.
Albania BEG Ambient Shpk ha proposto appello avverso la citata sentenza e il procedimento è nelle fasi preliminari.

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 (circa 487 milioni di euro). In data 27 aprile 2015 Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio fosse 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. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la decisione che aveva rigettato l'eccezione di carenza di giurisdizione del Tribunale dello Stato di New York. Con decisione unanime dell'8 febbraio 2018 l'Appellate Court dello Stato di New York ha accolto l'appello di Enel SpA ed Enelpower SpA negando la giurisdizione del Tribunale dello Stato di New York sul giudizio di riconoscimento avviato da Albania BEG Ambient Shpk.

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 e 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 che, con sentenza del 23 giugno 2017, ha rigettato il ricorso di Albania BEG Ambient Shpk, comportando il passaggio in giudicato della decisione sulla revoca dei relativi provvedimenti cautelari.
A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam il 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. In data 14 luglio 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha presentato un ricorso per sequestro conservativo sulla base della decisione del 29 giugno 2016 del Tribunale di Amsterdam 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 ot-

tobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la garanzia e pertanto, i sequestri conservativi su beni di Enel 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 26 agosto 2016 ma il procedimento è stato dichiarato sospeso su accordo delle parti in attesa della pronuncia della Corte di Cassazione olandese nel procedimento cautelare (che poi, come detto, è intervenuta il 23 giugno 2017). L'appello avverso la decisione del 26 agosto 2016 permane sospeso in assenza di richiesta specifica di una delle parti. Tale sospensione non ha avuto alcun impatto sulla circostanza che i sequestri conservativi nei Paesi Bassi non sono più in essere dall'ottobre 2016.

Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza del Tribunale di Amsterdam emessa nella stessa data. L'appello ha effetto devolutivo pieno (c.d. "*de novo*"); infatti la Corte d'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. In data 11 aprile 2017 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto la richiesta avanzata da Enel ed Enelpower di riunire i due procedimenti di appello attualmente pendenti.

Il 29 gennaio 2018 si è tenuta la discussione orale in appello, all'esito della quale la Corte ha consentito a Enel ed Enelpower di produrre la decisione con cui il Tribunal de Grande Instance di Parigi ha negato l'*exequatur* della sentenza albanese in Francia. La decisione della Corte d'Appello di Amsterdam verrà emessa il 17 luglio 2018.

Irlanda

Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato un procedimento in Irlanda per far riconoscere in questo Paese la pronuncia del Tribunale di Tirana. La High Court, con sentenza dell'8 marzo 2016, ha accolto le difese di Enel ed Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione in Irlanda. Il 31 marzo 2017 Albania BEG Ambient Shpk ha presentato domanda di appello ("expedited appeal") avverso la sentenza che l'8 marzo 2016 aveva dichiarato la carenza di giurisdizione del giudice irlandese. Enel ed Enelpower si sono costituite nel giudizio di impugnazione il 7 aprile 2017. Con decisione del 26 febbraio 2018 la Corte d'Appello irlandese ha rigettato l'appello proposto da Albania BEG Ambient Shpk.

Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA.

Parallelamente, Albania BEG Ambient Shpk ha avviato un procedimento volto a riconoscere in tale Stato la sentenza del Tribunale di Tirana. Il procedimento si trova ancora in fase di svolgimento ed è in corso la fase di scambio di memorie delle parti. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

In data 14 luglio 2017 è stato notificato a Enel Green Power SpA il decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche. Il relativo procedimento è stato avviato per la presunta commissione da parte di un procuratore della società, nell'interesse della stessa, del reato di distruzione di habitat naturale in un sito protetto. Il procedimento risulta riunito a un altro autonomo procedimento che, in parallelo, pende a carico dello stesso procuratore e di altri due imputati per le stesse ipotizzate violazioni. Il giudice ha fissato le date per le udienze di escussione dei testi.

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 sei azioni giudiziali nei confronti della società Enel Distribución Rio (ex Ampla) per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana tra il 1987 e il 2002, oltre a richieste di indennizzo per danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole a Enel Distribución Rio. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran che ha successivamente impugnato tale decisione con esito favorevole a Enel Distribución Rio.

La prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1994 al 1999, è stata decisa con una sentenza di primo grado, emessa a settembre 2014, disponendo la condanna di Enel Distribución Rio a circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Enel Distribución Rio ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça. Pertanto, il 16 dicembre 2016, 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, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 2002, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Enel Distribución Rio a un risarcimento pari a 80.000 real brasiliani (circa 18.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 22 milioni di euro), oltre interessi. In data 8 luglio 2015 Enel Distribución Rio ha presentato appello avverso tale decisione dinanzi al Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro e si è in attesa dell'emissione della sentenza.

Con riguardo ai restanti quattro giudizi, si è ancora in attesa di una decisione di primo grado. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 445 milioni di real brasiliani (circa 124 milioni di euro).

Contenzioso Coperva - Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Enel Distribución Ceará SA (ex 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 Enel Distribución Ceará SA, 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 Enel Distribución Ceará SA 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 203 milioni di real brasiliani (circa 56 milioni di euro). Enel Distribución Ceará SA 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.

Enel Distribuição Goiás AGM - Brasile

Nel 1993 Enel Distribuição Goiás, l'Associazione dei co-

muni di Goiás (AGM), lo Stato di Goiás e la Banca di Goiás hanno stipulato un accordo (*convenio*) per il pagamento di debiti delle amministrazioni comunali nei confronti di Enel Distribuição Goiás tramite la riscossione di quote di ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) (IVA) che lo Stato avrebbe dovuto cedere alle suddette amministrazioni. Nel 2001 le parti dell'accordo sono state convenute in giudizio dalle singole amministrazioni comunali al fine di dichiarare l'invalidità dell'accordo che è stata poi accertata dal Tribunale Supremo Federale in ragione della mancata partecipazione delle amministrazioni nella formazione dello stesso. A settembre 2004 Enel Distribuição Goiás ha raggiunto un accordo transattivo con 23 comuni. Tra il 2007 e il 2008 Enel Distribuição Goiás è stata nuovamente convenuta in diversi giudizi (attualmente si tratta di 113 procedimenti pendenti) aventi a oggetto la restituzione delle somme finora ricevute in forza dell'accordo. Nonostante la nullità dell'accordo, la posizione di Enel Distribuição Goiás è quella di considerare legittimo il pagamento dei debiti da parte delle amministrazioni, in quanto le forniture sono state correttamente erogate e, pertanto, le richieste di restituzione delle somme pagate non dovrebbero essere accolte. Il valore totale dei contenziosi è pari a circa un miliardo di real brasiliani (circa 277 milioni di euro).

È importante sottolineare che, nell'ambito del processo di privatizzazione di Enel Distribuição Goiás, è stato introdotto un sistema di beneficio fiscale che le permette di compensare l'ICMS (IVA) con un credito fiscale a fronte di investimenti di Enel Distribuição Goiás per lo sviluppo e la manutenzione della propria rete. Il valore dei crediti fiscali è limitato alle passività pregresse di Enel Distribuição Goiás fino al 27 gennaio 2015, incluse quelle del suddetto contenzioso.

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 permettendo 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 una *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 era stata nuovamente confermata la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre

2016, termine che è stato di nuovo prorogato per ulteriori sei mesi a partire da febbraio 2017. Successivamente alla scadenza del termine per la sospensione della misura cautelare ad agosto 2017, in assenza di provvedimenti giudiziari contrari, la centrale del Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale. Il procedimento si trova attualmente in una fase di stasi dovuta alla valutazione da parte del Tribunale di una proposta transattiva tra le parti, presentata il 27 novembre 2017, e della quale sono state informate anche le autorità competenti. In data 24 gennaio 2018 il Tribunale del Huila ha emesso una decisione contraria all'accoglimento dell'accordo transattivo che è stata impugnata dalle parti.

Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* - Colombia

Si tratta di una *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 96 milioni di euro).

Arbitrato EMGESA e Codensa - Colombia

Il 4 dicembre 2017 Enel Américas SA ha ricevuto una comunicazione dal Grupo Energía di Bogotá ("GEB") (che detiene una partecipazione di circa il 51,5% nelle società Emgesa e Codensa) al fine di dare l'avvio al procedimento arbitrale dinanzi alla Camara Arbitrale di Bogotá per risolvere le controversie insorte tra le parti in merito alla distribuzione degli utili per l'anno 2016 per Emgesa e Codensa. GEB lamenta un asserito inadempimento dell'"Accordo Quadro di Investimento" (patto parasociale tra i soci) in relazione alla mancata distribuzione del 100% degli utili.
La pretesa economica di GEB ammonta a circa 63.619.000.000 pesos colombiani (circa 18 milioni di euro) per Codensa e a 82.820.000.000 pesos colombiani (circa 23 milioni di euro) per Emgesa.

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 20 aprile 2016 SAPE ha presentato una domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV per un presunto inadempimento contrattuale in relazione alla mancata distribuzione di dividendi nelle società e-distribuţie Muntenia ed Enel Energie Muntenia. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche Enel Energie Muntenia ed e-distribuţie Muntenia e riqualificando il valore complessivo della controversia in circa 56 milioni di euro. In data 22 maggio 2017 SAPE ha ulteriormente modificato la propria pretesa quantificando la propria domanda in complessivi 110 milioni di euro circa, oltre interessi. È in corso la fase di scambio di memorie tra le parti.

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 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*. Successivamente all'udienza tenutasi il 2 febbraio 2017, in data 30 giugno 2017 il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale è stata rigettata la domanda di SE.

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. Per quanto riguarda il procedimento avviato da VV contro SE sul punto, il 27 settembre 2017 si è tenuta un'udienza dinanzi al Tribunale di Bratislava nella quale il giudice ha rigettato la richieste dell'attrice per ragioni processuali. 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 interessi) per il periodo 2006-2015. Si è svolta la fase di scambio di memorie tra le parti e il 2 febbraio 2018 SE ha presentato domande riconvenzionali nei procedimenti relativi agli anni 2010, 2013 e 2014. 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 a interessi. L'udienza si è tenuta il 4 dicembre 2017 e il giudice ha assegnato alle parti i termini per lo scambio di ulteriori memorie.

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 subito 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 (circa 7 milioni di euro) relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il pagamento delle multe è stato sospeso.

L'impianto è entrato in operazione a dicembre 2016.

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 co-

struzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. Con decisione emessa nel mese di dicembre 2017 il tribunale arbitrale ha riconosciuto a favore di Chucas i maggiori costi nella misura di circa 113 milioni di dollari statunitensi (circa 91 milioni di euro) e le spese legali e ha ritenuto che le multe non dovessero essere corrisposte. ICE ha impugnato il lodo davanti alle corti locali e il procedimento è nelle fasi preliminari.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispetto 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 instaurato da FCC, in data 27 ottobre 2015, presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi. Con l'ultima memoria depositata in data 10 marzo 2017 FCC ha richiesto di confermare che il contratto è stato risolto senza giusta causa chiedendo il pagamento di danni per un ammontare di circa 27 milioni di dollari statunitensi (circa 22 milioni di euro). Con l'ultima memoria depositata a maggio 2017 Chucas, oltre a chiedere il rigetto delle domande avversarie, ha depositato una domanda riconvenzionale per ottenere la conferma della risoluzione per inadempimento quantificando la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi (circa 30 milioni di euro). L'udienza si è tenuta a febbraio 2018 ed è in corso lo scambio delle memorie conclusive.

Contenziosi fiscali in Brasile

Withholding Tax - Enel Distribución Rio SA

Nel 1998 Enel Distribución Rio SA finanziò l'acquisizione di Enel Distribución Ceará SA 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 Enel Distribución Rio SA 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 Enel Distribución Rio 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 Enel Distribución Rio SA rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato a Enel Distribución Rio SA 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).
A dicembre 2017 il giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza.
Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2017 è di circa 312 milioni di euro.

ICSM - Enel Distribución Rio SA ed Enel Distribución Ceará SA

Gli Stati di Rio de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Enel Distribución Rio SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2014) e alla società Enel Distribución Ceará SA (per i periodi 2003, 2004 e 2006-2011), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) 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.
Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.
Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2017 è di circa 69 milioni di euro.

Withholding 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 2017 è di circa 69 milioni di euro.

Contenzioso fiscale in Spagna

Imposte sui redditi - Enel Green Power España SL

Il 7 giugno 2017 l'Autorità Fiscale Spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SL, contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") in Enel Green Power España SL avvenuta nel 2011. Tale rilevo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.

Il 6 luglio 2017 la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la società fornirà – nel corso del contenzioso – tutto il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2017 è di circa 88 milioni di euro, avallato mediante garanzia bancaria con conseguente sospensione della riscossione.

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

Emissione di un nuovo Green Bond in Europa per 1.250 milioni di euro

In data 10 gennaio 2018 Enel Finance International ha collocato con successo sul mercato europeo il suo secondo Green Bond, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.

L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2026, e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1,125%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,184% e il rendimento effettivo a scadenza è pari all'1,225%.

L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di

cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" ("SRI") e ha permesso al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie denominato "€35,000,000,000 Euro Medium Term Notes Programme" – saranno utilizzati per finanziare e/o rifinanziare, in tutto o in parte, i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association.

Conferma di Enel negli indici di sostenibilità ECPI

Il 23 gennaio 2018 Enel è stata confermata per la decima volta negli indici di sostenibilità ECPI, che valutano le aziende sulla base delle loro performance in materia ambientale, sociale e di governance (ESG). Questo risultato rappresenta il riconoscimento di una chiara visione strategica di lungo termine, della solidità della gestione operativa e dell'impegno per rispondere ai bisogni ambientali e sociali da parte di Enel. Anche Endesa, la controllata spagnola di Enel, è negli indici ECPI.

Enel è inclusa in quattro indici ECPI:

- l'indice ECPI Global Renewable Energy Equity, che seleziona le 40 aziende attive nella produzione e trading di energia da fonti rinnovabili con i più alti rating ESG;
- l'indice ECPI Global Climate Change Equity, che offre agli investitori visibilità verso le aziende meglio posizionate per cogliere le opportunità offerte dalla sfida del cambiamento climatico;
- l'indice ECPI Euro ESG Equity, composto dalle 320 aziende con la maggior capitalizzazione sul mercato dell'Eurozona che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG;
- l'indice ECPI World ESG Equity, un indice di riferimento ampio che rappresenta le imprese dei mercati sviluppati che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG.

La serie degli indici ECPI è stata creata per fornire uno strumento essenziale nell'analisi del rischio e della performance delle imprese in merito alle attività ESG e per valutare le prestazioni delle società di gestione che privilegiano la sostenibilità come criterio di investimento. I criteri della responsabilità sociale utilizzati per selezionare le componenti degli indici consentono agli investitori di esprimere il proprio interesse per i temi della sostenibilità e per accrescerne l'importanza nei loro piani industriali.

Protocollo d'intesa con PwC

Il 25 gennaio 2018 Enel X e PwC hanno siglato un Protocollo d'intesa per lo sviluppo della mobilità elettrica in ambito aziendale attraverso test e progetti sperimentali. L'accordo ha una durata di circa tre anni e prevede una fase preliminare di studi e analisi, seguita dalla realizzazione di progetti pilota sul campo.

L'obiettivo è di favorire lo sviluppo sostenibile del settore dei trasporti, in particolare di quello aziendale, sfruttando le potenzialità offerte dalla mobilità elettrica in termini di riduzione dell'inquinamento atmosferico e di abbattimento dei costi di gestione delle flotte. Il test verrà effettuato sul parco auto di PwC con l'obiettivo di superare l'idea che i veicoli elettrici possano essere utilizzati esclusivamente in ambito privato e urbano. Inoltre, PwC metterà a disposizione di Enel X le proprie competenze nell'ambito della mobilità elettrica e del fleet management per lo sviluppo di soluzioni innovative di gestione delle flotte aziendali. Le e-car potrebbero infatti entrare a far parte delle dotazioni delle imprese visto che quasi la metà dei veicoli aziendali percorre meno di 100 km al giorno, ben al di sotto dell'autonomia media dei modelli elettrici presenti sul mercato. L'accordo tra Enel X e PwC permetterà quindi di mettere a fattor comune le rispettive competenze e diffondere anche tra le società clienti del network PwC sul mercato italiano la cultura dell'auto elettrica a servizio delle flotte aziendali.

Accordo per la fornitura di energia in Nevada

In data 25 gennaio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha siglato un accordo di fornitura di energia (Power Purchase Agreement, PPA) con Wynn Las Vegas, in virtù del quale il resort, ubicato nella Strip, la strada più nota di Las Vegas, acquisterà l'energia prodotta dalla "Wynn Solar Facility at Stillwater" (27 MW), il nuovo impianto solare fotovoltaico di EGPNA. Il nuovo parco solare, attualmente in costruzione in Nevada, dovrebbe entrare in servizio nella prima metà del 2018.

La costruzione del nuovo parco solare fotovoltaico, che si estende su circa 65 ettari, richiederà un investimento di circa 40 milioni di dollari statunitensi, in linea con quanto previsto dall'attuale Piano Strategico di Enel. Si prevede che l'impian-

to produrrà oltre 43.900 MWh di energia l'anno, che verranno interamente ceduti al resort di Las Vegas ai sensi del PPA.

Aggiudicazione dello "Yankee Bond Award 2017"

Il 31 gennaio 2018 Enel è stata premiata con il "Yankee Bond Award 2017" da International Financing Review (IFR), fornitore leader di servizi di intelligence sui mercati finanziari globali, per l'emissione a maggio 2017 di un bond a tripla tranche per un totale di 5 miliardi di dollari statunitensi, la più grande emissione obbligazionaria mai lanciata da un'azienda italiana sul mercato statunitense.
IFR ha elogiato Enel per le modalità di esecuzione e definizione del prezzo dell'operazione, la prima della società in valuta americana dal 2013. La transazione è stata coerente con l'approccio di marketing adottato in più di quattro anni, durante i quali Enel ha mantenuto contatti regolari con gli investitori statunitensi, accrescendo la loro consapevolezza sui punti di forza fondamentali del proprio business.

Accordo per l'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver

In data 2 febbraio 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha firmato un accordo per l'acquisizione del 100% di Parques Eólicos Gestinver, società che possiede cinque impianti eolici in Galizia e Catalogna per una capacità totale di circa 132 MW, dalle aziende spagnole Elawan Energy e Genera Avante, a fronte di un corrispettivo totale di 178 milioni di euro.
A seguito del closing dell'acquisizione, previsto entro la prima metà del 2018 e soggetto a una serie di condizioni usuali per questo tipo di transazioni, la capacità installata di EGPE in Spagna supererà i 1.806 MW, di cui 1.749 MW da fonte eolica (circa l'8% della capacità eolica totale installata in Spagna), 43 MW da mini-idro e 14 MW da altre fonti rinnovabili.

Accordo di partnership in Canada

Il 7 febbraio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha firmato un accordo di partnership con la Alberta Investment Management Corporation, cui venderà il 49% delle azioni dei due parchi eolici Riverview Wind (115 MW) e Fase 2 di Castle Rock Ridge (30,6 MW) che verranno realizzati nella provincia di Alberta, in Canada. Il corrispettivo totale della vendita sarà pagato alla chiusura dell'operazione e definito al momento dell'entrata in esercizio degli impianti, prevista per la fine del 2019. A seguito del completamento della transazione, EGPNA continuerà a gestire, operare e assicurare la manutenzione di entrambi i parchi eolici, in cui manterrà una quota di maggioranza del 51%.
Riverview Wind e Fase 2 di Castle Rock Ridge, un'espansione dell'esistente parco eolico di EGPNA Castle Rock Ridge (76,2 MW), si trovano entrambi a Pincher Creek, in Alberta. L'investimento complessivo nella costruzione dei due parchi eolici, la cui entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2019, ammonta a circa 170 milioni di dollari statunitensi. A regime, le due strutture dovrebbero generare circa 555 GWh l'anno, più che raddoppiando la capacità del Gruppo in Canada, attualmente di oltre 103 MW.
I due parchi eolici forniranno energia e crediti di energia rinnovabile all'Alberta Electric System Operator ("AESO") in virtù di due accordi ventennali di Renewable Energy Support assegnati a Enel nel dicembre 2017 all'esito della prima gara indetta nell'ambito del Renewable Electricity Program della provincia.

Aggiudicazione di servizi di Demand Response in Giappone

L'8 febbraio 2018 Enel X si è aggiudicata, tramite la controllata statunitense di servizi di demand response EnerNOC, la fornitura di 165 MW di risorse per la gestione della domanda in Giappone, a seguito della gara per riserve di bilanciamento indetta da un gruppo di utility giapponesi.
Con questa aggiudicazione, che conferma Enel quale maggior aggregatore indipendente di demand response in Giappone, il Gruppo arriva a quasi triplicare il proprio impianto virtuale sul mercato giapponese, passando da 60 a circa 165 MW, pari a una quota di mercato del 17%, a partire da luglio 2018 quando i nuovi programmi saranno operativi.

Aggiudicazione del premio "Corporate Governance 2018"

Il 12 febbraio 2018 Ethical Boardroom, importante rivista specializzata del Regno Unito, ha assegnato a Enel il premio "Corporate Governance 2018" per l'Europa e nel settore industriale "Utilities". La rivista, che si occupa di tematiche di governance societaria su scala mondiale, ha elogiato gli standard di sostenibilità, nonché le best practice di corporate governance dell'azienda. Enel è stata designata tra i candidati al premio dai lettori della rivista, principalmente alti dirigenti delle principali società quotate su scala mondiale e analisti specializzati in sostenibilità di importanti investitori istituzionali. Enel è l'unica azienda italiana ad avere ricevuto un premio in occasione dell'edizione 2018 dei "Corporate Governance Awards" di Ethical Boardroom.

Protocollo d'intesa per la mobilità sostenibile nel settore del turismo in Italia

In data 15 febbraio 2018 Enel e il Ministero dei Beni Culturali hanno firmato un Protocollo d'intesa per la promozione e lo sviluppo dell'uso dell'energia elettrica per la mobilità sostenibile nel settore turistico.

Il Protocollo rappresenta una leva strategica per aumentare la consapevolezza dei cittadini sui benefici derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica. Inoltre, consentirà la creazione di un quadro istituzionale di riferimento propedeutico ad accordi commerciali con le associazioni di categoria per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica nelle strutture turistico-ricettive, nonché per l'avvio di progetti nelle principali città a vocazione turistica.

Enel, attraverso Enel X, la società del Gruppo dedicata allo sviluppo di prodotti e servizi innovativi, collaborerà con le Associazioni di categoria e gli enti del settore turistico per installare punti di ricarica elettrica nelle strutture ricettive attraverso soluzioni commerciali *ad hoc* e nella ricerca e progettazione di soluzioni replicabili da estendere ad altre realtà della penisola.

Enel, inoltre, sperimenterà sistemi di mobilità elettrica nelle aree metropolitane e nelle città a maggiore vocazione turistica, anche in partnership con altri operatori della filiera.

Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA ("Petrobras"), in qualità di fornitore di gas per la centrale di Fortaleza (Central Geradora Termeléctrica Fortaleza "CGTF") in Brasile, ha comunicato l'intenzione di risolvere il contratto sottoscritto, tra le stesse parti, sulla base di un asserito squilibrio economico-finanziario in considerazione delle attuali condizioni di mercato. Il contratto è stato sottoscritto nel 2003 nell'ambito del "Programma prioritario di termoelettricità" costituito dal Governo brasiliano allo scopo di aumentare la generazione termoelettrica e la sicurezza di fornitura nel Paese. Il Programma prevedeva che lo Stato brasiliano sarebbe stato garante della fornitura di gas a prezzi regolamentati e definiti dal Ministero delle Finanze, Miniere e dell'Energia. CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, ha avviato un'azione legale contro Petrobras e ha ottenuto, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall'autorità giudiziaria che ha sospeso la risoluzione del contratto il quale è stato dichiarato ancora in essere.

A fine gennaio 2018 CGTF ha ricevuto la domanda arbitrale di Petrobras in relazione alle contestazioni sopra descritte e tale procedimento è nelle fasi preliminari.

Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l'azione avviata da CFTG davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas.

CGTF ha impugnato quest'ultima decisione al fine di ripristinare la fornitura di gas, confidando che il potere giudiziario riconosca l'obbligo di Petrobras di adempiere al contratto.

Costruzione di un nuovo parco eolico negli Stati Uniti

Enel, attraverso la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America, ha avviato la costruzione del parco eolico Diamond Vista, che avrà una capacità installata di circa 300 MW e sorgerà nelle contee di Marion e Dickinson, in Kansas. Una volta completato, Diamond Vista rafforzerà ulteriormente la posizione di Enel quale maggior operatore eolico dello Stato con circa 1.400 MW di capacità eolica in esercizio.

Il parco eolico Diamond Vista venderà energia a tre grandi

clienti, fra i quali l'azienda manifatturiera globale Kohler Co. L'investimento previsto per la costruzione di Diamond Vista è di circa 400 milioni di dollari statunitensi ed è parte degli investimenti delineati nell'attuale Piano Strategico di Gruppo. L'impianto è finanziato da risorse del Gruppo e la sua entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2018; una volta operativo, sarà in grado di generare circa 1.300 GWh l'anno.

e-distribuzione vince il bando del Ministero dello Sviluppo Economico per la realizzazione di smart grid

e-distribuzione si è aggiudicata il bando nazionale sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia nei territori delle Regioni meno sviluppate, per il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha stanziato 80 milioni di euro del Programma Operativo Nazionale (PON) "Imprese e Competitività" 2014-2020.
Il bando prevede la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o smart grid, finalizzati a incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili. Per raggiungere questo obiettivo, e-distribuzione si è aggiudicata tutte le risorse attualmente destinate dal Ministero dello Sviluppo Economico a finanziare il bando, con 21 progetti ammessi a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) per un ammontare di 80 milioni di euro, con due progetti del valore di 7 milioni di euro per la Basilicata, sette progetti per un ammontare di 29 milioni di euro in Campania e 12 progetti in Sicilia per il valore di 44 milioni di euro.

Sequestro della centrale di Brindisi

Con provvedimento in data 16 marzo u.s., la Procura della Repubblica di Lecce ha confermato il provvedimento emesso in data 18 dicembre 2017 e, per l'effetto, ha disposto l'esecuzione del decreto di sequestro preventivo dell'importo di 523,3 milioni di euro da parte della Guardia di Finanza di Taranto.
In data 19 marzo u.s. la Guardia di Finanza ha notificato il predetto provvedimento indicando il termine del 21 marzo 2018 per l'individuazione/apertura di un conto corrente bancario presso un istituto di credito riconosciuto dal Fondo Unico di Giustizia.
La Società sta procedendo al compimento di quanto necessario.

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 2017, 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 2017 e il 31 dicembre 2017.

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.

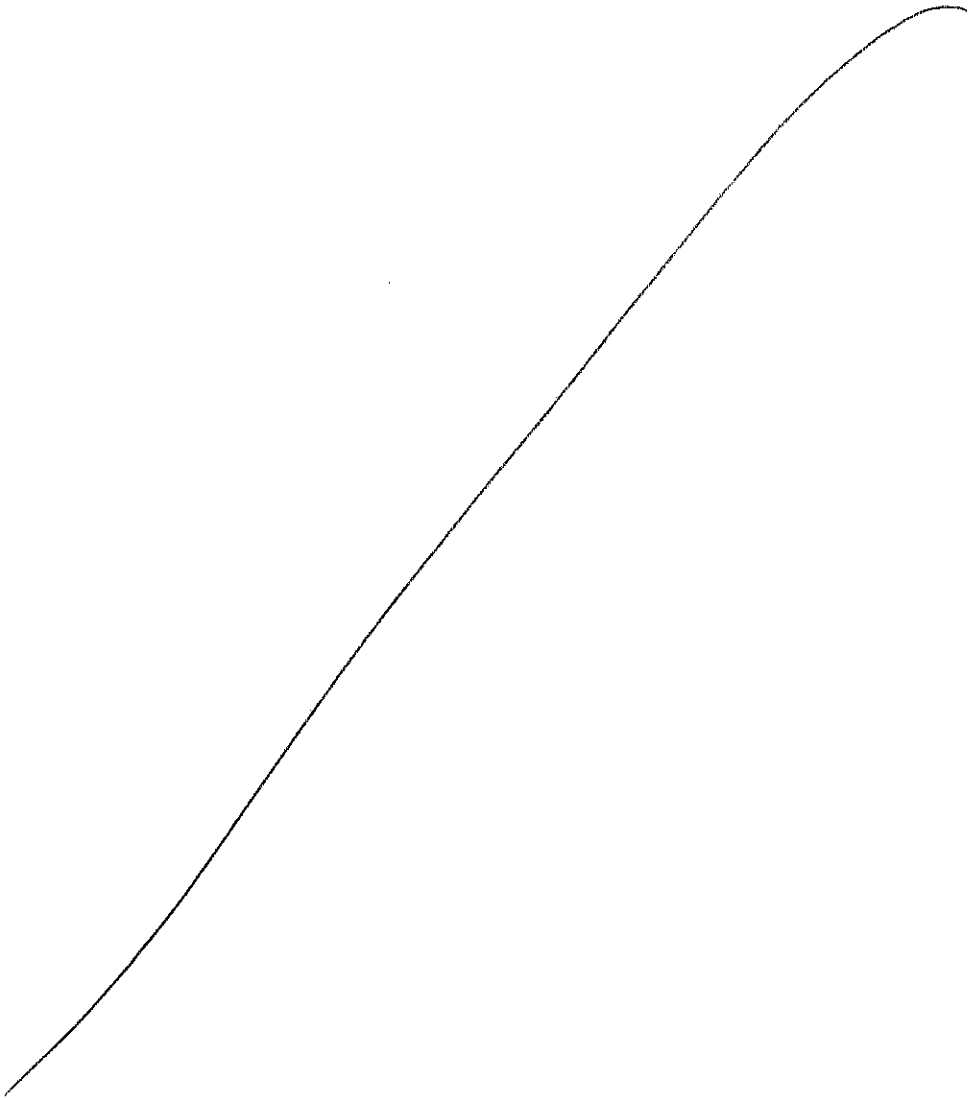
3. Si attesta inoltre che il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017:
   a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dall'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2017 e che correda il Bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

Roma, 22 marzo 2018

Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Enel SpA



04

Bilancio di esercizio al [illegible]

Prospetti contabili

Conto economico

Euro	Note	2017	di cui con parti correlate	2016	di cui con parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle prestazioni	4.a	119.973.169	*117.964.169*	196.643.777	*196.280.057*
Altri ricavi e proventi	4.b	12.536.313	*11.816.934*	9.861.498	*9.069.283*
	[Subtotale]	**132.509.482**		**206.505.275**	
Costi					
Acquisti di materiali di consumo	5.a	527.618	*397.627*	584.840	
Servizi e godimento beni di terzi	5.b	164.647.974	*83.362.136*	151.952.810	*77.696.819*
Costo del personale	5.c	173.833.672		166.399.594	
Ammortamenti e impairment	5.d	15.386.821		448.085.594	
Altri costi operativi	5.e	19.640.692	*1.042.212*	16.599.951	*108.251*
	[Subtotale]	**374.036.777**		**783.622.789**	
Risultato operativo		**(241.527.295)**		**(577.117.514)**	
Proventi da partecipazioni	6	3.032.755.082	*3.032.046.630*	2.882.499.648	*2.876.316.848*
Proventi finanziari da contratti derivati	7	2.682.999.217	*1.639.718.234*	2.786.671.950	*1.239.467.879*
Altri proventi finanziari	8	409.494.784	*157.113.888*	556.019.345	*146.646.523*
Oneri finanziari da contratti derivati	7	2.901.726.027	*835.646.371*	3.126.763.778	*466.545.748*
Altri oneri finanziari	8	872.053.419	*71.712.486*	979.163.840	*54.073.673*
	[Subtotale]	**2.351.469.637**		**2.119.263.325**	
Risultato prima delle imposte		**2.109.942.342**		**1.542.145.811**	
Imposte	9	(160.045.845)		(177.792.922)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		**2.269.988.187**		**1.719.938.733**	

Prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio

Euro	Note	2017	2016
Utile dell'esercizio		**2.269.988.187**	**1.719.938.733**
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		38.191.311	(98.254.561)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**38.191.311**	**(98.254.561)**
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		(5.419.377)	(11.273.042)
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto non riclassificabili a Conto economico nei periodi successivi		**(5.419.377)**	**(11.273.042)**
Utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	22	**32.771.934**	**(109.527.603)**
UTILE COMPLESSIVO RILEVATO NELL'ESERCIZIO		**2.302.760.121**	**1.610.411.130**

Stato patrimoniale

Euro	Note				
ATTIVITÀ		**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	10	10.130.911		8.859.467	
Attività immateriali	11	31.499.091		18.440.490	
Attività per imposte anticipate	12	298.564.422		370.298.399	
Partecipazioni	13	42.811.272.440		42.793.374.282	
Derivati	14	1.455.620.268	*911.987.785*	2.469.135.121	*953.412.489*
Altre attività finanziarie non correnti	15	16.520.527		52.883.343	*26.612.507*
Altre attività non correnti	16	147.703.070	*138.750.969*	186.999.080	*153.765.974*
	[Totale]	**44.771.310.729**		**45.899.990.182**	
Attività correnti					
Crediti commerciali	17	236.901.820	*228.047.369*	255.046.164	*247.815.639*
Crediti per imposte sul reddito	18	265.116.255		212.324.448	
Derivati	14	111.187.134	*98.089.135*	480.063.926	*18.842.181*
Altre attività finanziarie correnti	19	4.350.254.731	*2.185.263.224*	4.220.574.127	*3.047.741.908*
Altre attività correnti	20	451.717.926	*435.163.901*	298.790.729	*260.724.520*
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	2.489.231.277		3.037.878.236	
	[Totale]	**7.904.409.143**		**8.504.677.630**	
TOTALE ATTIVITÀ		**52.675.719.872**		**54.404.667.812**	

Euro	Note				
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
			di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*
Patrimonio netto					
Capitale sociale		10.166.679.946		10.166.679.946	
Altre riserve		11.442.355.799		11.409.583.162	
Utili/(Perdite) accumulati		4.424.283.417		4.534.347.074	
Utile dell'esercizio [1]		1.202.486.793		804.937.538	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	22	**27.235.805.955**		**26.915.547.720**	
Passività non correnti					
Finanziamenti a lungo termine	23	10.780.028.411	*1.200.000.000*	13.664.164.147	*1.200.000.000*
Benefici ai dipendenti	24	273.380.648		285.581.064	
Fondi rischi e oneri	25	43.060.382		67.712.242	
Passività per imposte differite	12	168.341.991		246.395.098	
Derivati	14	2.270.128.975	*28.238.268*	3.082.463.484	*746.835.995*
Altre passività non correnti	26	11.486.594	*9.283.268*	35.665.460	*33.077.332*
	[Subtotale]	**13.546.427.001**		**17.381.981.495**	
Passività correnti					
Finanziamenti a breve termine	23	5.397.181.835	*4.896.380.309*	6.184.078.839	*4.267.908.087*
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	23	3.653.698.811		973.290.366	
Debiti commerciali	27	136.749.208	*73.724.909*	149.913.241	*68.088.313*
Derivati	14	175.573.958	*13.057.571*	555.974.838	*464.162.608*
Altre passività finanziarie correnti	28	465.099.793	*28.593.746*	549.580.628	*81.565.385*
Altre passività correnti	30	2.065.183.311	*428.216.349*	1.694.300.685	*543.742.274*
	[Subtotale]	**11.893.486.916**		**10.107.138.597**	
TOTALE PASSIVITÀ		**25.439.913.917**		**27.489.120.092**	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ		**52.675.719.872**		**54.404.667.812**	

(1) Per l'esercizio 2017, l'utile dell'esercizio pari a 2.270 milioni di euro (1.720 milioni di euro nel 2016) è esposto al netto dell'acconto sul dividendo pari a 1.068 milioni di euro (915 milioni di euro nel 2016).

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

	Capitale sociale e riserve (nota 22)			
Euro	Capitale sociale	Riserva da sovr. azioni	Riserva legale	Riserve *ex lege* n. 292/1993
Al 1° gennaio 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	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2016	**10.166.679.946**	**7.496.016.063**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**
Al 1° gennaio 2017	**10.166.679.946**	**7.496.016.063**	**2.033.335.988**	**2.215.444.500**
Altri movimenti	-	-	-	-
Riparto utile 2016:				
- distribuzione dividendi	-	-	-	-
- riserva legale	-	-	-	-
- utili portati a nuovo	-	-	-	-
Aumento di capitale	-	-	-	-
Acconto dividendo 2017 [2]	-	-	-	-
Utile/(Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio:				
- utili e perdite rilevati direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-
- utile dell'esercizio	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2017	**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.
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018.

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	**(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**
68.244.757	**(27.203.744)**	**(376.254.402)**	**4.534.347.074**	**804.937.538**	**26.915.547.720**
703	-	-	-	-	**703**
-	-	-	(203.333.599)	(711.667.596)	**(915.001.195)**
-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	93.269.942	(93.269.942)	**-**
-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	(1.067.501.394)	**(1.067.501.394)**
-	(5.419.377)	38.191.311	-	-	**32.771.934**
-	-	-	-	2.269.988.187	**2.269.988.187**
68.245.460	**(32.623.121)**	**(338.063.091)**	**4.424.283.417**	**1.202.486.793**	**27.235.805.955**

Rendiconto finanziario

Euro	Note	2017	di cui con parti correlate	2016	di cui con parti correlate
Risultato prima delle imposte		**2.109.942.342**		**1.542.145.811**	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e impairment di attività materiali e immateriali	5.d	15.386.821		16.085.594	
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta		(231.638.389)		(353.311.142)	
Accantonamenti ai fondi		37.912.889		23.768.717	
Dividendi da società controllate, collegate e altre imprese	6	(3.032.755.082)	*(3.032.046.630)*	(2.882.499.648)	*(2.876.316.848)*
(Proventi)/Oneri finanziari netti		905.461.585	*(889.403.744)*	1.122.415.365	*(865.494.981)*
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari		-		432.000.000	
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		**(195.689.834)**		**(99.395.303)**	
Incremento/(Decremento) fondi		(74.765.165)		(15.363.660)	
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	17	18.144.344	*19.768.270*	28.356.606	*29.925.376*
(Incremento)/Decremento di attività/passività finanziarie e non		886.354.164	*(1.526.661.213)*	1.404.233.678	*(522.698.024)*
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	27	(13.164.033)	*5.636.596*	(14.106.282)	*8.843.510*
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati		1.134.440.570	*325.498.532*	1.047.226.510	*541.234.816*
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati		(1.823.403.773)	*(716.621.016)*	(1.806.973.424)	*(365.049.730)*
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	6	2.976.903.441	*2.976.194.989*	2.882.499.648	*2.876.316.848*
Imposte pagate (consolidato fiscale)		(443.549.585)		(915.300.136)	
Cash flow da attività operativa (a)		**2.465.270.129**		**2.511.177.637**	
Investimenti in attività materiali e immateriali	10-11	(29.716.867)	*(29.716.867)*	(22.087.927)	*(22.158.868)*
Investimenti in partecipazioni	13	(17.898.158)	*(17.898.158)*	(386.599.202)	*(386.599.202)*
Cessioni di partecipazioni	13	-		-	
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (b)		**(47.615.025)**		**(408.687.129)**	
Finanziamenti a lungo termine assunti nel periodo	23	989.235.387		50.000.000	
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	23	(992.598.185)		(3.847.804.205)	
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a lungo		(2.854.462.654)	*(26.612.508)*	1.803.737.509	*44.836.206*
Variazione netta dei debiti/(crediti) finanziari a breve		1.721.306.401	*1.511.596.115*	(1.358.393.143)	*1.409.771.529*
Dividendi pagati	22	(1.829.783.012)		(1.626.668.107)	
Aumento di capitale e riserve	22	-		(10.847.528)	
Cash flow da attività di finanziamento (c)		**(2.966.302.063)**		**(4.989.975.474)**	
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (a+b+c)		**(548.646.959)**		**(2.887.484.966)**	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	21	3.037.878.236		5.925.363.202	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	21	**2.489.231.277**		**3.037.878.236**	

Note di commento

1

Forma e contenuto del bilancio

Enel SpA 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;
  - Global Trading;
  - Global Enel X;

- **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 2017, 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 22 marzo 2018 hanno autorizzato la pubblicazione del presente Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017.
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 2017 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 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, di quelli 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 ne 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.

Uso di stime e giudizi del management

L'uso delle stime e i giudizi del management adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono gli stessi, ove applicabili, di quelli adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la valutazione delle partecipazioni che si riporta nel seguito.

Recuperabilità delle partecipazioni

La Società valuta almeno annualmente la presenza di indicatori di impairment di ciascuna partecipazione, coerentemente con la propria strategia di gestione delle entità legali all'interno del Gruppo e, qualora si manifestino, assoggetta a impairment test tali attività. I processi e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna partecipazione sono basate su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, in particolare con riferimento all'identificazione di indicatori di impairment, alla previsione della loro redditività futura per il periodo del business plan di Gruppo, alla determinazione dei flussi di cassa normalizzati alla base della stima del valore terminale e alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e di attualizzazione applicati alle previsioni dei flussi di cassa futuri.

3 Princípi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai princípi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.
Relativamente all'applicazione dei nuovi princípi "IFRS 9 - Strumenti finanziari" e "IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", nel corso del 2017 è stata completata l'attività progettuale, avviata nel 2016, volta a individuare gli impatti connessi all'adozione dei nuovi princípi.
In sede di prima applicazione, gli effetti relativi all'adozione dell'IFRS 9 per "Classification and Measurement" e "Impairment" saranno rilevati nel patrimonio netto della Società dal 1° gennaio 2018, mentre, relativamente all'"Hedge Accounting", l'adozione delle nuove disposizioni è prospettica, fatta eccezione per la facoltà di separare i currency basis spread dalla relazione di copertura che il Gruppo ha scelto di applicare retrospettivamente.
Sulla base delle analisi effettuate, l'adozione dal 1° gennaio 2018 dell'IFRS 9 comporterà, al netto del relativo effetto fiscale, un decremento non significativo del patrimonio netto, riferibile principalmente all'adozione dell'expected loss model.
Per quanto riguarda l'applicazione dell'IFRS 15, non si rilevano fattispecie significative che saranno interessate dalle nuove disposizioni.

Informazioni sul Conto economico

Ricavi

4.a Ricavi delle prestazioni - *Euro 120 milioni*

I "Ricavi delle prestazioni" sono composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Prestazioni di servizi			
Società del Gruppo	118	197	(79)
Terzi	2	-	2
Totale ricavi delle prestazioni	**120**	**197**	**(77)**

I ricavi per "Prestazioni di servizi", pari a 120 milioni di euro, si riferiscono per 118 milioni di euro a prestazioni rese alle società controllate nell'ambito della funzione di indirizzo e coordinamento svolta dalla Società e al riaddebito di oneri di diversa natura sostenuti e di competenza delle controllate stesse.

Il decremento complessivo, pari a 77 milioni di euro, è imputabile principalmente alla riduzione dei ricavi per management fee e technical fee che risentono negativamente di alcuni conguagli relativi agli esercizi 2015 e 2016 nonché dell'applicazione del nuovo modello di remunerazione adottato dalla Capogruppo nell'esercizio in corso.

I "Ricavi delle prestazioni" possono essere suddivisi per area geografica come di seguito:

- > 75 milioni di euro in Italia (129 milioni di euro nel 2016);
- > 25 milioni di euro in Europa - Paesi UE (46 milioni di euro nel 2016);
- > 7 milioni di euro in Europa - Paesi extra UE (13 milioni di euro nel 2016);
- > 13 milioni di euro in Altri Paesi (9 milioni di euro nel 2016).

4.b Altri ricavi e proventi - *Euro 13 milioni*

Gli "Altri ricavi e proventi", pari a 13 milioni di euro nel 2017, si riferiscono essenzialmente, sia nell'esercizio corrente sia in quello a raffronto, al personale in distacco e risultano in aumento di 3 milioni di euro (10 milioni di euro nel 2016).

Costi

5.a Acquisti di materiali di consumo - *Euro 1 milione*

Gli "Acquisti di materiali di consumo", pari a 1 milione di euro, non presentano variazioni rispetto al precedente esercizio.

5.b Servizi e godimento beni di terzi - *Euro 165 milioni*

I costi per prestazioni di servizi e godimento beni di terzi sono ripartiti come di seguito dettagliato.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Costi per servizi	149	135	14
Costi per godimento beni di terzi	16	17	(1)
Totale servizi e godimento beni di terzi	**165**	**152**	**13**

I "Costi per servizi", pari complessivamente a 149 milioni di euro, si riferiscono a servizi resi da terzi per 79 milioni di euro (73 milioni di euro nel 2016) e da società del Gruppo per 70 milioni di euro (62 milioni di euro nel 2016). In particolare, l'incremento dei costi per servizi resi da società terze, pari a 6 milioni di euro, è da ricondursi principalmente sia ai maggiori costi sostenuti per consulenze strategiche, di direzione e organizzazione aziendale, sia alle maggiori spese per pubblicità, servizi promozionali, propaganda e stampa, in parte compensati dalla rilevazione nell'esercizio 2017 di partite pregresse.

I costi per servizi resi da società del Gruppo registrano una variazione in aumento di 8 milioni di euro, da ricondursi principalmente all'incremento dei costi per i servizi di assistenza informatica, per i servizi alla persona, nonché per i servizi di edificio erogati dalla controllata Enel Italia Srl (4 milioni di euro).

I "Costi per godimento beni di terzi" sono rappresentati essenzialmente da costi per godimento di beni di proprietà della controllata Enel Italia Srl e risultano in diminuzione di 1 milione di euro rispetto all'esercizio a raffronto.

5.c Costo del personale - *Euro 174 milioni*

I costi sostenuti per il personale risultano composti come di seguito riportato.

Milioni di euro

	Note	**2017**	2016	2017-2016
Salari e stipendi		108	108	-
Oneri sociali		34	35	(1)
Benefici successivi al rapporto di lavoro	24	9	7	2
Altri benefici a lungo termine	24	20	14	6
Altri costi e altri piani di incentivazione	25	3	2	1
Totale costo del personale		**174**	**166**	**8**

Il "Costo del personale", pari a 174 milioni di euro, presenta un incremento di 8 milioni di euro rispetto all'esercizio 2016; tale variazione è da imputare prevalentemente ai maggiori costi, sia per altri benefici a lungo termine (di cui 5 milioni di euro per piani di incentivazione Long Term Incentive), sia per benefici successivi alla fine del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti (2 milioni di euro).

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 2017.

	Consistenza media			Consistenza puntuale
	2017	2016	2017-2016	**al 31.12.2017**
Dirigenti	239	240	(1)	248
Quadri	565	539	26	623
Impiegati	367	356	11	375
Totale	**1.171**	**1.135**	**36**	**1.246**

5.d Ammortamenti e impairment - *Euro 15 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Ammortamenti delle attività materiali	4	4	-
Ammortamenti delle attività immateriali	11	12	(1)
Impairment	-	474	(474)
Ripristini di valore	-	42	(42)
Totale ammortamenti e impairment	**15**	**448**	**(433)**

La voce "Ammortamenti e impairment", pari a 15 milioni di euro (448 milioni di euro nel 2016), rileva un decremento di 433 milioni di euro rispetto all'esercizio a raffronto. In particolare, la voce nel 2017 si riferisce esclusivamente agli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, rispettivamente pari a 4 milioni di euro e a 11 milioni di euro, che risultano sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio precedente.

Nel 2016 la voce accoglieva, oltre agli ammortamenti dell'esercizio, la svalutazione della partecipazione in Enel Produzione SpA (474 milioni di euro) e il ripristino di valore della partecipazione detenuta in Enel Trade SpA (42 milioni di euro), rilevato sulla base degli impairment test effettuati sulle partecipazioni.

5.e Altri costi operativi - *Euro 20 milioni*

Gli "Altri costi operativi", complessivamente pari a 20 milioni di euro, rilevano rispetto all'esercizio precedente un incremento di 3 milioni di euro, da ricondurre essenzialmente alle maggiori spese di rappresentanza.

Pertanto, il **risultato operativo**, negativo per 242 milioni di euro, presenta rispetto all'esercizio a raffronto, un miglioramento di 335 milioni di euro.

6. Proventi da partecipazioni - *Euro 3.033 milioni*

I proventi da partecipazioni, pari a 3.033 milioni di euro nel 2017, si riferiscono ai dividendi e agli acconti sui dividendi deliberati dalle società controllate e collegate per 3.032 milioni di euro e da altre partecipate per 1 milione di euro. Rispetto all'esercizio precedente presentano un incremento di 151 milioni di euro, anche per effetto degli acconti sui dividendi deliberati dalle controllate Enel Américas ed Enel Chile a valle del processo di ristrutturazione societaria che ha coinvolto le attività del Gruppo in Sud America.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Dividendi da imprese controllate e collegate	**3.032**	**2.876**	**156**
Enel Produzione SpA	-	304	(304)
e-distribuzione SpA	1.448	1.610	(162)
Enel.Factor SpA	3	3	-
Enel Italia Srl	23	-	23
Enel Energia SpA	679	358	321
Servizio Elettrico Nazionale SpA	80	-	80
Enel Green Power SpA	50	50	-
Enel Iberia Srl	677	550	127
Enel Sole Srl	15	-	15
Enel Américas SA	25	-	25
Enel Chile SA	31	-	31
CESI SpA	1	1	-
Dividendi da altre imprese	**1**	**6**	**(5)**
Emittenti Titoli SpA	-	6	(6)
Empresa Propietaria de la Red SA	1	-	1
Totale proventi da partecipazioni	**3.033**	**2.882**	**151**

7. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro (219) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Proventi finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**2.533**	**2.515**	**18**
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.533	2.515	18
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**150**	**272**	**(122)**
- proventi da derivati di fair value hedge	32	32	-
- proventi da derivati di cash flow hedge	108	158	(50)
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	10	82	(72)
Totale proventi finanziari da derivati	**2.683**	**2.787**	**(104)**
Oneri finanziari da derivati:			
- posti in essere nell'interesse di società del Gruppo:	**2.523**	**2.520**	**3**
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	2.523	2.520	3
- posti in essere nell'interesse di Enel SpA:	**379**	**607**	**(228)**
- oneri da derivati di fair value hedge	30	27	3
- oneri da derivati di cash flow hedge	341	497	(156)
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	8	83	(75)
Totale oneri finanziari da derivati	**2.902**	**3.127**	**(225)**
TOTALE PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI DA CONTRATTI DERIVATI	**(219)**	**(340)**	**121**

Gli oneri finanziari netti da contratti derivati ammontano a 219 milioni di euro (oneri finanziari netti per 340 milioni di euro nel 2016) 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 positiva per 121 milioni di euro ed è determinata essenzialmente dal decremento degli oneri finanziari netti su derivati di cash flow hedge (106 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 (462) milioni*

Il dettaglio è di seguito specificato.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Altri proventi finanziari			
Interessi attivi			
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	2	4	(2)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	30	42	(12)
Totale	**32**	**46**	**(14)**
Differenze positive di cambio	238	398	(160)
Proventi FVH - adeguamento posta coperta	13	8	5
Altro	127	104	23
Totale altri proventi finanziari	**410**	**556**	**(146)**
Altri oneri finanziari			
Interessi passivi			
Interessi passivi su finanziamenti bancari	55	32	23
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	735	840	(105)
Interessi passivi su altri finanziamenti	70	54	16
Totale	**860**	**926**	**(66)**
Differenze negative di cambio	5	44	(39)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	4	6	(2)
Altro	3	3	-
Totale altri oneri finanziari	**872**	**979**	**(107)**
TOTALE ALTRI PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI NETTI	**(462)**	**(423)**	**(39)**

Gli altri oneri finanziari netti, pari a 462 milioni di euro, riflettono essenzialmente gli interessi passivi sull'indebitamento finanziario pari a 860 milioni di euro, in parte compensati da differenze positive di cambio per 238 milioni di euro, da interessi attivi su attività finanziarie sia a breve sia a lungo termine, complessivamente pari a 32 milioni di euro, nonché da altri proventi finanziari su garanzie prestate a favore di società del Gruppo per 124 milioni di euro. L'incremento degli altri oneri finanziari netti, complessivamente pari a 39 milioni di euro, rispetto al 2016, è stato determinato principalmente dal decremento, pari a 160 milioni di euro, delle differenze positive di cambio su finanziamenti in valuta coperti che hanno risentito dell'andamento delle quotazioni dell'euro sia sul dollaro sia sulla sterlina; tali effetti sono in parte compensati dai minori interessi passivi su prestiti obbligazionari pari a 105 milioni di euro.

9. Imposte - *Euro (160) milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016
Imposte correnti	(162)	(184)	22
Imposte anticipate	4	6	(2)
Imposte differite	(2)	-	(2)
Totale imposte	**(160)**	**(178)**	**18**

Le imposte sul reddito dell'esercizio 2017 risultano complessivamente positive per 160 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 178 milioni di euro), la variazione negativa di 18 milioni di euro è da ricondurre all'aumento del reddito imponibile IRES stimato.

Nella tabella che segue viene rappresentata la riconciliazione dell'aliquota fiscale teorica con quella effettiva.

Milioni di euro	**2017**	Incidenza %	2016	Incidenza %
Risultato *ante* imposte	2.110		1.542	
Imposte teoriche IRES	**506**	**24,0%**	**424**	**27,5%**
Minori imposte:				
- dividendi da partecipazione incassati	(678)	-32,1%	(753)	-48,8%
- dividendi da partecipazione non incassati	(13)	-0,6%	-	-
- utilizzo fondi	(16)	-0,8%	(13)	-0,8%
- altre	-	-	(7)	-0,5%
Maggiori imposte:				
- svalutazioni/(rivalutazioni) dell'esercizio	-	-	119	7,7%
- accantonamento ai fondi	12	0,6%	7	0,5%
- sopravvenienze passive	2	0,1%	3	0,2%
- altre	23	1,1%	25	1,6%
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	**(164)**	**-7,8%**	**(195)**	**-12,6%**
IRAP	-	-	-	-
Differenza su stime imposte anni precedenti	-	-	**11**	**0,7%**
Ritenute definitive su dividendi da partecipazioni estere	**2**	**0,1%**	-	-
Totale fiscalità differita	**2**	**0,1%**	**6**	**0,4%**
- di cui effetto variazione aliquota	-		*1*	
- di cui movimenti dell'anno	*4*		*5*	
- di cui differenza stime anni precedenti	*(2)*		-	
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO	**(160)**	**-7,6%**	**(178)**	**-11,5%**

Informazioni sullo Stato patrimoniale

Attivo

10. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 10 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi agli esercizi 2016 e 2017 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	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**
Investimenti	-	-	-	-	4	1	5
Ammortamenti	-	-	-	-	(1)	(3)	(4)
Totale variazioni	**-**	**-**	**-**	**-**	**3**	**(2)**	**1**
Costo storico	1	3	3	5	24	41	77
Fondo ammortamento	-	(2)	(3)	(5)	(20)	(37)	(67)
Consistenza al 31.12.2017	**1**	**1**	**-**	**-**	**4**	**4**	**10**

Gli immobili, impianti e macchinari risultano complessivamente pari a 10 milioni di euro ed evidenziano, rispetto all'esercizio precedente, un incremento di 1 milione di euro da riferirsi al saldo netto positivo tra gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio 2017 (5 milioni di euro) e gli ammortamenti rilevati nel medesimo periodo (4 milioni di euro). Gli investimenti relativi alla voce "Altri beni" si riferiscono a sistemi hardware mentre le "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 31 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 31.12.2015	**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**
Investimenti	24	-	24
Passaggi in esercizio	7	(7)	-
Ammortamenti	(11)	-	(11)
Totale variazioni	**20**	**(7)**	**13**
Consistenza al 31.12.2017	**31**	**-**	**31**

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno", pari a 31 milioni di euro al 31 dicembre 2017, sono relativi in prevalenza a costi sostenuti per l'acquisto di software applicativi a titolo di proprietà e per le manutenzioni evolutive sugli stessi. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente in tre esercizi).

Il valore della voce, rispetto al precedente esercizio, si è incrementato di 20 milioni di euro a seguito degli investimenti dell'anno pari a 24 milioni di euro e dei passaggi in esercizio pari a 7 milioni di euro, in parte compensati dagli ammortamenti pari a 11 milioni di euro. In particolare, gli investimenti hanno riguardato progetti di Information Technology connessi all'evolutiva software di sistemi già in essere e lo sviluppo di nuovi sistemi, mentre i passaggi in esercizio fanno riferimento principalmente 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, nonché ad altri progetti connessi all'evolutiva software di sistemi già in essere.

Le "Altre attività immateriali in corso" al 31 dicembre 2017 sono pari a zero milioni di euro.

12. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - *Euro 299 milioni ed euro 168 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 31.12.2016	Increm./(Decrem.) con imputazione a Conto economico	Increm./(Decrem.) con imputazione a patrimonio netto	Altri movimenti	al 31.12.2017
	Totale				Totale
Attività per imposte anticipate					
Natura delle differenze temporanee:					
- accantonamenti per rischi e oneri e perdite di valore	6	(1)	-	-	5
- strumenti finanziari derivati	299	-	(69)	-	230
- costi aumento capitale	2	-	-	-	2
- altre partite	63	(3)	2	-	62
Totale attività per imposte anticipate	**370**	**(4)**	**(67)**	**-**	**299**
Passività per imposte differite					
Natura delle differenze temporanee:					
- valutazione strumenti finanziari	239	-	(76)	-	163
- altre partite	7	(2)	-	-	5
Totale passività per imposte differite	**246**	**(2)**	**(76)**	**-**	**168**
Attività per imposte anticipate su IRES risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**169**				**162**
Passività per imposte differite su IRAP risultanti anche dopo un'eventuale compensazione	**(45)**				**(31)**

Le Attività per imposte anticipate ammontano a 299 milioni di euro (370 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e presentano un decremento di 71 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è da riferirsi principalmente alla rilevazione della fiscalità anticipata connessa alla valutazione al fair value delle operazioni di cash flow hedge.

Le Passività per imposte differite sono pari a 168 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e registrano un decremento di 78 milioni di euro, dovuto essenzialmente 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 dell'attività svolta dalla Società). 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 42.811 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, a controllo congiunto, 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 %	Acquisizioni/(Cessioni)/ (Liquidazioni)/ (Rimborsi)
					al 31.12.2016	
A) Imprese controllate						
Enel Produzione SpA	4.892	(986)	4	3.910	100,0	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	86	(84)	1	3	100,0	-
e-distribuzione SpA	4.054	-	2	4.056	100,0	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	110	-	-	110	100,0	-
Enel Trade SpA	1.401	(208)	1	1.194	100,0	-
Enel Green Power SpA	6.538	-	2	6.540	100,0	-
Enel X Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0	-
Enelpower SpA	189	(159)	-	30	100,0	-
Enel Global Thermal Generation Srl	-	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	1.321	(8)	-	1.313	100,0	-
Enel Iberia Srl	18.300	-	-	18.300	100,0	-
Enel South America Srl	-	-	-	-	-	
Enel.Factor SpA	18	-	-	18	100,0	-
Enel Sole Srl	5	-	-	5	100,0	-
Enel Italia Srl	525	(41)	3	487	100,0	-
Enel Innovation Hubs Srl	70	(54)	-	16	100,0	-
Enel M@p Srl	-	-	-	-	-	12
Enel Finance International NV	2.397	-	-	2.397	100,0	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	-	-	-	-	5
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	-
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	-
Totale controllate	**48.404**	**(6.013)**	**13**	**42.404**		**17**
B) Imprese a controllo congiunto						
OpEn Fiber SpA	365	-	-	365	50,0	-
Totale controllo congiunto	**365**	-	-	**365**		-
C) Imprese collegate						
CESI SpA	23	-	-	23	42,7	-
Totale collegate	**23**	-	-	**23**		-
D) Altre imprese						
Empresa Propietaria de la Red SA	-	-	-	-	-	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-	-	-	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-	-	-	-	-
Elcogas SA	5	(5)	-	-	4,3	-
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	1	-	-	1	10,0	-
Idrosicilia SpA	-	-	-	-	1,0	-
Totale altre imprese	**6**	**(5)**	-	**1**		-
TOTALE PARTECIPAZIONI	**48.798**	**(6.018)**	**13**	**42.793**		**17**

Costituzioni/ Conferimenti (+/-)/ Scissioni (+/-)	Fusioni (+/-)	Saldo movimenti	Costo originario	(Svalutazioni)/ Rivalutazioni	Altre variazioni - IFRIC 11 e IFRS 2	Valore a bilancio	Quota di possesso % al 31.12.2017
Movimenti del 2017							
-	3	3	4.895	(986)	4	3.913	100,0
-	(3)	(3)	83	(84)	1	-	-
-	-	-	4.054	-	2	4.056	100,0
-	-	-	110	-	-	110	100,0
-	-	-	1.401	(208)	1	1.194	100,0
-	-	-	6.538	-	2	6.540	100,0
5	-	5	5	-	-	5	100,0
-	-	-	8.498	(4.473)	-	4.025	100,0
-	-	-	189	(159)	-	30	100,0
1	-	1	1	-	-	1	100,0
-	-	-	1.321	(8)	-	1.313	100,0
(4.587)	-	(4.587)	13.713	-	-	13.713	100,0
4.587	(4.587)	-	-	-	-	-	-
-	-	-	18	-	-	18	100,0
(5)	-	(5)	-	-	-	-	-
-	-	-	525	(41)	3	487	100,0
-	-	-	70	(54)	-	16	100,0
-	-	12	12	-	-	12	100,0
-	-	-	2.397	-	-	2.397	100,0
-	-	5	5	-	-	5	100,0
-	2.822	2.822	2.822	-	-	2.822	51,8
-	1.760	1.760	1.760	-	-	1.760	60,6
1	**(5)**	**13**	**48.417**	**(6.013)**	**13**	**42.417**	
-	-	-	365	-	-	365	50,0
-	-	-	**365**	-	-	**365**	
-	-	-	23	-	-	23	42,7
-	-	-	**23**	-	-	**23**	
-	5	5	5	-	-	5	11,1
-	-	-	-	-	-	-	11,1
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	5	(5)	-	-	4,3
-	-	-	1	-	-	1	10,0
-	-	-	-	-	-	-	1,0
-	**5**	**5**	**11**	**(5)**	-	**6**	
1	-	**18**	**48.816**	**(6.018)**	**13**	**42.811**	

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni intervenuta nel corso dell'esercizio 2017.

Milioni di euro	
Incrementi	
Fusione per incorporazione di Enel Ingegneria e Ricerca SpA in Enel Produzione SpA	3
Acquisizione della totalità del capitale di Tynemouth Energy Storage Limited	5
Costituzione della società Enel eS Srl (rinominata Enel X Srl) e successivo conferimento della partecipazione detenuta da Enel SpA in Enel Sole Srl	5
Costituzione della società Enel South America Srl mediante scissione parziale trasfrontaliera intracomunitaria di Enel Iberoamérica Srl (rinominata Enel Iberia Srl)	4.587
Fusione per incorporazione di Enel South America Srl in Enel SpA - Partecipazione diretta in Enel Américas SA	2.822
Fusione per incorporazione di Enel South America Srl in Enel SpA - Partecipazione diretta in Enel Chile SA	1.760
Fusione per incorporazione di Enel South America Srl in Enel SpA - Partecipazione diretta in Empresa Propietaria de la Red SA	5
Fusione per incorporazione di Enel South America Srl in Enel SpA - Partecipazione diretta in Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-
Fusione per incorporazione di Enel South America Srl in Enel SpA - Partecipazione diretta in Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-
Acquisizione da e-distribuzione della totalità del capitale di Enel M@p	12
Costituzione della società Enel Global Thermal Generation Srl	1
Totale incrementi	**9.200**
Decrementi	
Fusione per incorporazione di Enel Ingegneria e Ricerca SpA in Enel Produzione SpA	(3)
Conferimento in Enel X Srl della partecipazione detenuta da Enel SpA in Enel Sole Srl	(5)
Scissione parziale trasfrontaliera intracomunitaria di Enel Iberoamérica Srl (rinominata Enel Iberia Srl) in favore della società di nuova costituzione Enel South America Srl	(4.587)
Fusione per incorporazione di Enel South America Srl in Enel SpA	(4.587)
Totale decrementi	**(9.182)**
SALDO MOVIMENTI	**18**

Nel corso dell'esercizio 2017 il valore delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese ha registrato un incremento di 18 milioni di euro a seguito:

- dell'acquisto, nel mese di maggio 2017, per 5 milioni di euro (inclusivo di alcuni aggiustamenti prezzo previsti), della totalità del capitale di Tynemouth Energy Storage Limited da Element Power, società europea specializzata nello sviluppo e operazione di progetti energetici. La società detiene un progetto stand-alone di accumulo di energia a batteria (battery energy storage system, BESS), situato a Newcastle, nel Regno Unito. Il progetto, pronto per la costruzione, sarà realizzato dalla Divisione Global Thermal Generation di Enel, utilizzerà batterie agli ioni di litio con capacità di 25 MW (12,5 MWh) e sarà completato all'inizio del 2018;
- della costituzione, in data 5 giugno 2017, della società Enel eS Srl (successivamente rinominata Enel X Srl) tramite il versamento del capitale sociale di 50.000 euro interamente posseduto da Enel SpA. Tale società, nata per capitalizzare la trasformazione dell'industria energetica, mira a comprendere e a soddisfare le esigenze dei clienti globali di Enel, esplorando le opportunità nelle aree delle nuove tecnologie, per sviluppare prodotti innovativi centrati sui bisogni dei consumatori e soluzioni digitali e non commodity. In particolare si concentrerà sulle aree di mobilità elettrica, progetti legati al vehicle-to-grid, infrastrutture di ricarica, gestione dell'efficienza energetica, batterie e piattaforme di ottimizzazione dell'energia, illuminazione pubblica e sistemi di generazione distribuita. In tale ottica, in data 1° novembre 2017, la Capogruppo Enel SpA ha provveduto alla sot-

toscrizione di un aumento di capitale in natura e del sovrapprezzo per un valore complessivo di 5 milioni di euro (di cui 1 milione di euro capitale e 4 milioni di euro a sovrapprezzo) mediante conferimento della totalità della partecipazione detenuta in Enel Sole Srl;

- dell'acquisizione, in data 16 novembre 2017, da e-distribuzione SpA dell'intero capitale di Enel M@p Srl per un corrispettivo pari a 12 milioni di euro;
- della costituzione, in data 20 novembre 2017, della società Enel Global Thermal Generation Srl mediante la sottoscrizione e il versamento dell'intero capitale sociale pari a 1 milione di euro.

Si segnalano inoltre le seguenti operazioni societarie, avvenute nel corso del 2017, che non hanno determinato variazioni nel valore complessivo delle partecipazioni detenute da Enel SpA. In particolare si evidenzia:

- a far data dal 1° gennaio 2017, la fusione per incorporazione di Enel Ingegneria e Ricerca SpA in Enel Produzione SpA;
- la costituzione, in data 8 giugno 2017, di Enel South America Srl, società di diritto italiano con sede in Roma in viale Regina Margherita 137, costituita a seguito della scissione parziale trasfrontaliera intracomunitaria di Enel Iberoamérica Srl (succesivamente rinominata in Enel Iberia Srl), e interamente posseduta da Enel SpA;
- la fusione per incorporazione in Enel SpA di Enel South America Srl nel mese di novembre 2017, con effetti contabili e fiscali retroattivi alla data dell'8 giugno 2017, data di iscrizione di Enel South America Srl nel registro delle imprese di Roma. A valle di tale operazione di fusione attuata senza concambio e quindi senza aumento di capitale della società incorporante, Enel SpA potrà beneficiare del controllo diretto delle società cilene Enel Américas SA ed Enel Chile SA che rappresentano la gran parte del business del Gruppo in Sud America, conseguente all'accorciamento della relativa catena di controllo. L'operazione di fusione per incorporazione ha inoltre determinato una partecipazione diretta dell'11,11% di Enel SpA nel capitale sia della società Empresa Propietaria de la Red SA sia della società Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA, nonché una partecipazione diretta dello 0,0001% nella società Compañía de Transmisión del Mercosur SA.

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, a controllo congiunto, collegate e in altre imprese al 31 dicembre 2017.

1224

	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	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	3.971	229	100,0	3.913
e-distribuzione SpA	Roma	Euro	2.600.000.000	4.454	1.332	100,0	4.056
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	Euro	10.000.000	210	101	100,0	110
Enel Trade SpA	Roma	Euro	90.885.000	527	(19)	100,0	1.194
Enel Green Power SpA	Roma	Euro	272.000.000	6.601	58	100,0	6.540
Enel X Srl	Roma	Euro	1.050.000	(8)	(13)	100,0	5
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Euro	1.593.050.000	3.282	140	100,0	4.025
Enelpower SpA	Milano	Euro	2.000.000	30	-	100,0	30
Enel Global Thermal Generation Srl	Roma	Euro	1.000.000	1	-	100,0	1
Enel Energia SpA	Roma	Euro	302.039	1.872	793	100,0	1.313
Enel Iberia Srl	Madrid	Euro	336.142.500	16.448	1.130	100,0	13.713
Enel.Factor SpA	Roma	Euro	12.500.000	52	3	100,0	18
Enel Italia Srl	Roma	Euro	50.000.000	400	16	100,0	487
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	Euro	1.000.000	21	1	100,0	16
Enel M@p Srl	Roma	Euro	100.000	2	2	100,0	12
Enel Finance International NV	Amsterdam	Euro	1.478.810.371	1.863	(96)	100,0	2.397
Tynemouth Energy Storage Limited	Londra	Sterlina inglese	2	2	-	100,0	5
Enel Américas SA	Santiago	Dollaro statunitense	6.763.204.424	5.813	1.072	51,8	2.822
Enel Chile SA	Santiago	Peso cileno	2.229.108.974.538	1.856	378	60,6	1.760
B) Imprese a controllo congiunto							
OpEn Fiber SpA	Milano	Euro	250.000.000	699	(11)	50,0	365
C) Imprese collegate							
CESI SpA	Milano	Euro	8.550.000	111	7	42,7	23
D) Altre imprese							
Empresa Propietaria de la Red SA	Panama	Dollaro statunitense	58.500.000	105	5	11,1	5
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Dollaro statunitense	2.760.000	1	-	11,1	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	Buenos Aires	Peso argentino	14.012.000	(25)	(8)	-	-
Elcogas SA	Puertollano	Euro	809.690	(109)	3	4,3	-
Emittenti Titoli SpA in liquidazione[1]	Milano	Euro	4.264.000	12	1	10,0	1
Idrosicilia SpA[1]	Milano	Euro	22.520.000	47	1	1,0	-

(1) I valori del capitale sociale, del patrimonio netto e del risultato dell'esercizio si riferiscono al bilancio al 31 dicembre 2016.

Relativamente alle partecipazioni detenute in Enel Investment Holding BV, Enel Trade SpA, Enel X Srl, Enel Italia Srl, Enel Finance International NV ed Enel M@p Srl, il valore in bilancio è ritenuto recuperabile ancorché individualmente superiore rispetto al patrimonio netto al 31 dicembre 2017 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 la partecipata;

> per le società Enel Trade SpA, Enel Investment Holding BV, Enel M@p Srl ed Enel X Srl la differenza negativa tra il carrying amount delle partecipazioni e il patrimonio netto delle stesse ha rappresentato un trigger event, a seguito del quale è stato determinato mediante esercizio di impairment il valore dell'equity value delle partecipazioni in considerazione dei flussi di cassa futuri attesi. In particolare, le assunzioni e i modelli utilizzati per le valutazioni sono stati coerenti, per quanto compatibili, con quelli utilizzati per gli impairment test effettuati sul bilancio consolidato. A esito di tale esercizio è emerso un maggior valore non riflesso nel patrimonio netto contabile tale da confermare la piena recuperabilità del valore delle partecipazioni;

> 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.

Si rileva, a tale proposito, che le partecipazioni oggetto di analisi hanno superato i test di impairment.

Le "Partecipazioni in altre imprese" al 31 dicembre 2017 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.

Milioni di euro	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Partecipazioni in società non quotate valutate al costo	**6**	**1**
Empresa Propietaria de la Red SA	5	-
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	-	-
Compañía de Transmisión del Mercosur SA	-	-
Elcogas SA	-	-
Emittenti Titoli SpA in liquidazione	1	1
Idrosicilia SpA	-	-

14. Derivati - *Euro 1.456 milioni, euro 111 milioni, euro 2.270 milioni, euro 176 milioni*

Milioni di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Attività finanziarie - Derivati	1.456	2.469	111	480
Passività finanziarie - Derivati	2.270	3.082	176	556

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 16 milioni*

La composizione di tale voce è di seguito riportata.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Risconti attivi finanziari		10	21	(11)
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	6	32	(26)
Totale		**16**	**53**	**(37)**

I "Risconti attivi finanziari" si riferiscono ai costi di transazione sulla nuova linea di credito revolving di 10 miliardi di euro, stipulata in data 18 dicembre 2017, tra Enel SpA, Enel Finance International e Mediobanca a seguito della chiusura della linea già esistente stipulata in data 10 aprile 2010 e rinegoziata nel 2013 e nel 2015. La variazione di 11 milioni, rispetto al precedente esercizio, riflette il delta tra i costi residui della linea chiusa anticipatamente e i costi di transazione della nuova linea. L'acquisizione della nuova linea, di durata quinquennale, ha comportato una generale riduzione del costo.

15.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 6 milioni*

Milioni di euro	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Crediti finanziari				
Crediti verso imprese controllate	31.1.1	-	27	(27)
Altri crediti finanziari		6	5	1
Totale		**6**	**32**	**(26)**

La voce "Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento" al 31 dicembre 2017 ammonta a 6 milioni di euro e comprende esclusivamente i prestiti ai dipendenti.
Il decremento, rispetto al precedente esercizio, pari 26 milioni di euro è dovuto alla diminuzione della voce "Crediti verso imprese controllate", che accoglieva esclusivamente il credito derivante dall'accollo da parte della società Enel Italia Srl della quota di competenza dell'indebitamento finanziario.
Nel corso dell'esercizio 2017 l'ammontare di tale credito è stato riclassificato tra le altre attività finanziarie correnti.

16. Altre attività non correnti - *Euro 148 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito descritte.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Crediti tributari	9	34	(25)
Crediti verso società controllate per accollo PIA	139	154	(15)
Totale altre attività non correnti	**148**	**188**	**(40)**

1227

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 presentate da Enel SpA per proprio conto per l'esercizio 2003 mentre per le annualità 2004-2011 sono state presentate sia per proprio conto sia in qualità di società consolidante. Il decremento rispetto al precedente esercizio, pari a 25 milioni di euro, è dovuto essenzialmente al rimborso da parte dell'Agenzia delle Entrate, sia della quota capitale sia della quota interessi, del credito relativo all'annualità 2011.

La voce "Crediti verso società controllate per accollo PIA", pari a 139 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 76 milioni di euro (90 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

17. Crediti commerciali - *Euro 237 milioni*

La voce è composta come di seguito illustrato.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Crediti commerciali:			
- verso imprese controllate	208	229	(21)
- verso clienti terzi	29	26	3
Totale	**237**	**255**	**(18)**

I crediti commerciali, complessivamente pari a 237 milioni di euro, sono rappresentati da crediti verso imprese controllate per 208 milioni di euro e da crediti verso clienti terzi per 29 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 2016, il decremento, pari a 21 milioni di euro, risente dell'andamento dei ricavi connessi ai medesimi servizi.

I crediti verso clienti terzi, riferiti a prestazioni di servizi di varia natura, risultano pari a 29 milioni di euro e, rispetto a quanto rilevato al 31 dicembre 2016, risultano sostanzialmente invariati.

I crediti commerciali verso imprese controllate sono di seguito dettagliati per società.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Imprese controllate			
Enel Iberia Srl	1	2	(1)
Enel Produzione SpA	13	16	(3)
e-distribuzione SpA	33	34	(1)
Enel Green Power SpA	3	16	(13)
Enel Américas SA	3	4	(1)
Endesa SA	4	-	4
Servizio Elettrico Nazionale SpA	1	4	(3)
Enel Trade SpA	1	4	(3)
Enel Energia SpA	1	10	(9)
Enel Italia Srl	18	9	9
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-
Enel X Srl	2	-	2
Enel Russia PJSC	16	17	(1)
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	36	(9)
Endesa Generación SA	10	20	(10)
Endesa Energía SA	4	5	(1)
Enel Romania Srl	4	4	-
Enel Brasil SA	25	13	12
Enel Distribución Perú SAA	6	5	1
Enel Generación Perú SAA	6	5	1
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	3	5	(2)
Altre	26	19	7
Totale	**208**	**229**	**(21)**

Nella seguente tabella si riportano i crediti commerciali suddivisi per area geografica.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Italia	77	96	(19)
Europa - UE	97	103	(6)
Europa - extra UE	17	6	11
Altri	46	50	(4)
Totale	**237**	**255**	**(18)**

18. Crediti per imposte sul reddito - *Euro 265 milioni*

I crediti per imposte sul reddito al 31 dicembre 2017 ammontano a 265 milioni di euro e si riferiscono essenzialmente al credito IRES della Società per la stima delle imposte correnti dell'esercizio (165 milioni di euro), nonché al credito risultante dalla Dichiarazione Consolidata IRES 2016 (98 milioni di euro).

19. Altre attività finanziarie correnti - *Euro 4.350 milioni*

La voce accoglie le partite di seguito dettagliate.

Milioni di euro	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	4.085	3.912	173
Altre attività finanziarie correnti		265	309	(44)
Totale		**4.350**	**4.221**	**129**

19.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - *Euro 4.085 milioni*

Milioni di euro	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Crediti finanziari verso società del Gruppo:				
- crediti finanziari a breve termine (conto corrente intersocietario)	31.1.1	1.984	2.849	(865)
- quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	31.1.1	27	45	(18)
Crediti finanziari verso terzi:				
- quota corrente dei crediti finanziari a lungo		1	1	-
- altri crediti finanziari		(1)	5	(6)
- cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC	31.1.1	2.074	1.012	1.062
Totale		**4.085**	**3.912**	**173**

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento", pari a 4.085 milioni di euro al 31 dicembre 2017, sono rappresentate da "Crediti finanziari verso società del Gruppo" per 2.011 milioni di euro e da "Crediti finanziari verso terzi" per 2.074 milioni di euro.

I "Crediti finanziari verso società del Gruppo" si decrementano, rispetto al 31 dicembre 2016, di 883 milioni di euro essenzialmente per effetto dei minori crediti finanziari a breve termine vantati sul conto corrente intersocietario (865 milioni di euro).

I "Crediti finanziari verso terzi" evidenziano un incremento di 1.056 milioni di euro, attribuibile sostanzialmente all'aumento dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati OTC su tassi e cambi.

20. Altre attività correnti - *Euro 452 milioni*

La composizione di tale voce al 31 dicembre 2017 è di seguito descritta.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Crediti tributari	10	34	(24)
Altri crediti verso società del Gruppo	435	261	174
Crediti verso altri	7	4	3
Totale	**452**	**299**	**153**

Le "Altre attività correnti" rilevano, rispetto al 31 dicembre 2016, un incremento complessivo di 153 milioni di euro.

I "Crediti tributari", pari a 10 milioni di euro, si riferiscono essenzialmente a crediti pregressi per imposte sul reddito (8 milioni di euro). Il decremento di 24 milioni di euro, rispetto a quanto rilevato nell'esercizio precedente, è da ricondurre essenzialmente al saldo a credito per IVA di Gruppo (27 milioni di euro) rilevato al 31 dicembre 2016 (a debito per 90 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Gli "Altri crediti verso società del Gruppo" sono relativi essenzialmente ai crediti per IVA verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (348 milioni di euro), ai crediti tributari IRES verso le società del Gruppo aderenti all'istituto del consolidato fiscale nazionale (33 milioni di euro), non-

ché ai crediti per l'acconto sul dividendo deliberato nel 2017 dalle società controllate Enel Américas SA ed Enel Chile SA (rispettivamente pari a 24 milioni di euro e 28 milioni di euro) e incassati nel mese di gennaio 2018. La variazione in aumento di 174 milioni di euro, rispetto al 31 dicembre 2016, è determinata essenzialmente dai maggiori crediti verso le società controllate aderenti all'IVA di Gruppo (295 milioni di euro), dai sopramenzionati crediti per gli acconti sui dividendi (complessivamente pari a 52 milioni di euro) e dalla riduzione dei crediti infragruppo connessi al consolidato fiscale nazionale IRES (175 milioni di euro).

I "Crediti verso altri", pari a 7 milioni di euro al 31 dicembre 2017, risultano sostanzialmente in linea con quanto rilevato nel 2016 (4 milioni di euro).

21. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - *Euro 2.489 milioni*

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo, con l'eccezione di 4 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Depositi bancari e postali	2.489	3.038	(549)
Denaro e valori in cassa	-	-	-
Totale	**2.489**	**3.038**	**(549)**

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, pari a 2.489 milioni di euro, presentano un decremento di 549 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016 e hanno risentito degli effetti del rimborso e del riacquisto di alcuni prestiti obbligazionari, dell'accensione di nuovi finanziamenti bancari a lungo termine, del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2016 così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti di Enel SpA in data 4 maggio 2017, nonché della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo.

Passivo

22. Patrimonio netto - *Euro 27.236 milioni*

Il patrimonio netto è pari a 27.236 milioni di euro, in aumento di 320 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016. Tale variazione è riferibile all'utile complessivo rilevato nell'esercizio (2.303 milioni di euro), alla distribuzione sia del saldo dividendo dell'esercizio 2016 nella misura di 0,09 euro per azione (complessivamente pari a 915 milioni di euro), così come deliberato dall'Assemblea degli azionisti in data 4 maggio 2017, sia dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018 (0,105 euro per azione per complessivi 1.068 milioni di euro).

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Al 31 dicembre 2017 il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a euro 10.166.679.946 ed è rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna. L'indicato importo del capitale di Enel SpA risulta quindi invariato rispetto al precedente ammontare di euro 10.166.679.946 registrato al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2017, 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 5,615% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 15 agosto 2017 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 11.443 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 7.496 milioni*

Il valore della riserva da sovrapprezzo azioni al 31 dicembre 2017 non presenta variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva legale - *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale, pari al 20,0% del capitale sociale, non ha presentato variazioni rispetto al precedente esercizio.

Riserva *ex lege* n. 292/1993 - *Euro 2.215 milioni*

Evidenzia la quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione si rende applicabile il regime fiscale previsto per le riserve di capitale ex art. 47 del TUIR.

Altre riserve diverse - *Euro 68 milioni*

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 (338) milioni*

La voce al 31 dicembre 2017 è costituita esclusivamente dalla riserva da valutazione di strumenti finanziari derivati di cash flow hedge negativa per 338 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 66 milioni di euro).

Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti - *Euro (32) milioni*

Al 31 dicembre 2017 la riserva per piani a benefici ai dipendenti è pari a 32 milioni di euro (al netto dell'effetto fiscale positivo pari a 8 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 2016 e 2017.

Milioni di euro	al 01.01.2016	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	al 31.12.2016	Utili/(Perdite) lordi rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasci a Conto economico lordi	Imposte	**al 31.12.2017**
Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge	(277)	(479)	339	41	(376)	(201)	232	7	(338)
Riserva da rimisurazione della passività/(attività) netta per piani a benefici ai dipendenti	(16)	(15)	-	4	(27)	(7)	-	2	(32)
Utili/(Perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto	**(293)**	**(494)**	**339**	**45**	**(403)**	**(208)**	**232**	**9**	**(370)**

Utili e perdite accumulati - *Euro 4.424 milioni*

Nell'esercizio 2017 la voce ha presentato una variazione in diminuzione di 110 milioni di euro per effetto di quanto deliberato dall'Assemblea degli azionisti del 4 maggio 2017, che ha previsto l'utilizzo di tale riserva, per 203 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 93 milioni di euro, del risultato positivo dell'esercizio 2016.

Utile dell'esercizio - *Euro 1.202 milioni*

L'utile dell'esercizio 2017, al netto dell'acconto sul dividendo 2017 di 0,105 euro per azione (per complessivi 1.068 milioni di euro), è pari a 1.202 milioni di euro.

Di seguito si riporta la tabella che evidenzia la disponibilità e distribuibilità delle riserve.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	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	(338)		
- 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	(32)		
- altre	20	ABC	20
Utili/(Perdite) accumulati	4.424	ABC	4.424
Totale	**26.034**		**14.203**
di cui quota distribuibile			*14.200*

A: aumento di capitale.
B: per copertura perdite.
C: per distribuzione ai soci.
(1) Relativi a opzioni non più esercitabili.
(2) Non è distribuibile per un importo pari a 3 milioni di euro relativi alle opzioni assegnate dalla Capogruppo ai dipendenti di società controllate e non più esercitabili.

Non sussistono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1, n. 5 del codice civile, in quanto non vi sono costi d'impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati, ovvero deroghe di cui all'art. 2423, comma 4 del codice civile.

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 1.862 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 2016 e 2017.

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
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**
Dividendi pagati nel 2017		
Dividendi relativi al 2016	1.830	0,18
Acconto sul dividendo 2017 [2]	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2017	**1.830**	**0,18**

(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).
(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018 (acconto dividendo per azione 0,105 euro per complessivi 1.068 milioni di euro).

Il dividendo dell'esercizio 2017, pari a euro 0,237 per azione, per un ammontare complessivo di 2.410 milioni di euro (di cui 0,105 euro per azione, per complessivi 1.068 milioni di euro, già corrisposto a titolo di acconto a decorrere dal 24 gennaio 2018), verrà proposto all'Assemblea degli azionisti del 24 maggio 2018 in unica convocazione. Il presente bilancio non tiene conto degli effetti della distribuzione ai soci del dividendo dell'esercizio 2017, se non per il debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo 2017, deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018.

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 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 2017.
A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2017 e 2016 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Posizione finanziaria non corrente	(10.780)	(13.664)	2.884
Posizione finanziaria corrente netta	(2.477)	(207)	(2.270)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	6	32	(26)
Indebitamento finanziario netto	**(13.251)**	**(13.839)**	**588**
Patrimonio netto	**27.236**	**26.916**	**320**
Indice debt/equity	**(0,49)**	**(0,51)**	**0,02**

23. Finanziamenti - *Euro 10.780 milioni, euro 3.654 milioni, euro 5.397 milioni*

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	10.780	13.664	3.654	973
Finanziamenti a breve termine	-	-	5.397	6.184

Per maggiori dettagli sulla natura, rilevazione e classificazione dei finanziamenti si rimanda alla nota 31 "Strumenti finanziari".

24. Benefici ai dipendenti - *Euro 273 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 2017 e al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro	2017					2016				
	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	**222**	**-**	**40**	**24**	**286**	**230**	**-**	**37**	**24**	**291**
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti	-	-	2	20	22	-	-	1	14	15
Interessi passivi	3	-	1	-	4	5	-	1	-	6
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	-	-	-	-	-	1	-	(1)	-	-
Perdite/(Utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(1)	-	-	-	(1)	10	-	3	-	13
Rettifiche basate sull'esperienza passata	2	-	6	-	8	1	-	1	-	2
Altri pagamenti	(25)	-	(2)	(14)	(41)	(26)	-	(3)	(15)	(44)
Altri movimenti	(1)	-	(2)	(2)	(5)	1	-	1	1	3
Passività attuariale al 31 dicembre	**200**	**-**	**45**	**28**	**273**	**222**	**-**	**40**	**24**	**286**

Milioni di euro

	2017	2016
Perdite/(Utili) rilevati a Conto economico		
Costo previdenziale	22	15
Interessi passivi	4	6
Perdite/(Utili) al momento dell'estinzione	-	-
Totale	**26**	**21**

Milioni di euro

	2017	2016
Perdite/(Utili) da rimisurazione rilevate nelle OCI		
Perdite/(Utili) attuariali sui piani a benefici definiti	7	15
Altre variazioni	-	-
Totale	**7**	**15**

Il costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti per benefici ai dipendenti relativo al 2017 è pari a 22 milioni di euro ed è rilevato tra i costi del personale (15 milioni di euro nel 2016), mentre gli interessi passivi derivanti dall'attualizzazione delle passività sono pari a 4 milioni di euro (6 milioni di euro nel 2016).

Le principali assunzioni, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono di seguito riportate.

	2017	2016
Tasso di attualizzazione	0,20%-1,50%	0,30%-1,40%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,50%-3,50%	1,40%-3,40%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	2,40%

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	(3)	3	3	-	-	7	-

25. Fondi rischi e oneri - *Euro 43 milioni*

I "Fondi rischi e oneri" sono destinati a coprire le passività potenziali ritenute probabili 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.

1236

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata.

Milioni di euro		Rilevazione a Conto economico				
		Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	**Totale**	
	al 31.12.2016				**al 31.12.2017**	
						di cui quota corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- contenzioso legale	12	1	(2)	-	11	*7*
- altri	28	6	-	(23)	11	*8*
Totale fondo contenzioso, rischi e oneri diversi	**40**	**7**	**(2)**	**(23)**	**22**	***15***
Fondo oneri per incentivi all'esodo	28	-	-	(4)	21	*2*
TOTALE FONDI RISCHI E ONERI	**68**	**7**	**(2)**	**(27)**	**43**	***17***

Il decremento del fondo relativo al contenzioso legale, pari a 1 milione di euro, riflette i rilasci a Conto economico conseguenti alla definizione di alcuni contenziosi, parzialmente compensati da nuovi accantonamenti per cause in essere.

Il suddetto fondo è composto da contenziosi relativi al Paese Italia ed è sostanzialmente riferito a cause di lavoro (8 milioni di euro) e a cause legate a contratti di appalto (2 milioni di euro).

La variazione in diminuzione degli altri fondi, pari a 17 milioni di euro, risente del saldo fra utilizzi dell'esercizio e accantonamenti per rischi diversi.

La diminuzione del fondo oneri per incentivi all'esodo del personale, pari a 7 milioni di euro, è dovuta essenzialmente al pagamento, avvenuto nel corso dell'esercizio 2017, delle uscite incentivate ex art. 4 della Legge Fornero, nonché ai trasferimenti di personale da Enel SpA verso altre società del Gruppo, che hanno determinato il trasferimento infragruppo delle relative quote del fondo oneri medesimo.

26. Altre passività non correnti - *Euro 12 milioni*

Le "Altre passività non correnti", pari a 12 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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 24 milioni di euro, è riferibile essenzialmente al riconoscimento alle società consolidate del rimborso del credito relativo all'annualità 2011 ricevuto dall'Agenzia delle Entrate nel corso dell'esercizio 2017. L'ammontare del debito al 31 dicembre 2017 risente dell'aggiornamento della quota interesse di competenza maturata sul credito residuo.

27. Debiti commerciali - *Euro 137 milioni*

Milioni di euro			
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Debiti commerciali:			
- verso terzi	66	83	(17)
- verso società del Gruppo	71	67	4
Totale	**137**	**150**	**(13)**

I "Debiti commerciali" accolgono prevalentemente i debiti per le forniture di servizi, nonché quelli relativi a prestazioni diverse per le attività svolte nel corso dell'esercizio 2017, e sono costituiti da debiti verso terzi per 66 milioni di euro (83 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e da debiti verso società del Gruppo per 71 milioni di euro (67 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

I debiti commerciali verso imprese controllate al 31 dicembre 2017 sono di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Imprese controllate			
Enel Produzione SpA	1	1	-
e-distribuzione SpA	1	-	1
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	-	1	(1)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1	(1)
Enel Trade SpA	1	1	-
Enel Green Power SpA	1	-	1
Enel Italia Srl	35	41	(6)
Enel Iberia Srl	21	10	11
Enel.Factor SpA	2	1	1
Endesa SA	3	2	1
Enel Russia PJSC	-	3	(3)
Altre	6	6	-
Totale	**71**	**67**	**4**

Nella seguente tabella sono riportati i debiti commerciali suddivisi per area geografica di destinazione.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Fornitori			
Italia	99	119	(20)
Europa - UE	31	20	11
Europa - extra UE	4	7	(3)
Altri	3	4	(1)
Totale	**137**	**150**	**(13)**

28. Altre passività finanziarie correnti - *Euro 465 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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Passività finanziarie differite	31.2.1	450	501	(51)
Altre partite	31.2.1	15	49	(34)
Totale		**465**	**550**	**(85)**

1238

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 2017, 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 13.251 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 31.12.2017**	al 31.12.2016	2017-2016
Finanziamenti a lungo termine	23	10.780	13.664	(2.884)
Finanziamenti a breve termine	23	5.397	6.184	(787)
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	23	3.654	973	2.681
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	15.1	6	32	(26)
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	19.1	4.085	3.912	173
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	21	2.489	3.038	(549)
Totale		**13.251**	**13.839**	**(588)**

Si evidenzia di seguito la posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2017 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 31.12.2017		al 31.12.2016		2017-2016
		di cui con parti correlate		*di cui con parti correlate*	
Depositi bancari e postali	2.489		3.038		(549)
Liquidità	**2.489**		**3.038**		**(549)**
Crediti finanziari correnti	**4.085**	***2.011***	**3.912**	***2.894***	**173**
Debiti bancari correnti	(245)		(810)		565
Quota corrente dei debiti finanziari non correnti	(3.654)		(973)		(2.681)
Altri debiti finanziari correnti	(5.152)	*(4.896)*	(5.374)	*(4.268)*	222
Debiti finanziari correnti	**(9.051)**		**(7.157)**		**(1.894)**
Posizione finanziaria corrente netta	**(2.477)**		**(207)**		**(2.270)**
Debiti bancari non correnti	(1.039)		(50)		(989)
Obbligazioni emesse	(8.541)		(12.414)		3.873
Altri debiti non correnti	(1.200)		(1.200)		-
Debiti finanziari non correnti	**(10.780)**		**(13.664)**		**2.884**
Posizione finanziaria non corrente	**(10.780)**		**(13.664)**		**2.884**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da disposizione CONSOB	**(13.257)**		**(13.871)**		**614**
Crediti finanziari non correnti	**6**		**32**	***27***	**(26)**
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(13.251)**		**(13.839)**		**588**

30. Altre passività correnti - *Euro 2.065 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 2017, deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Enel SpA nella seduta del l'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018 (nel 2017 pari a 1.068 milioni di euro, nel 2016 pari a 915 milioni di euro).

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Debiti tributari	502	184	318
Debiti diversi verso società del Gruppo	428	544	(116)
Debiti verso il personale, associazioni ricreative e assistenziali	27	30	(3)
Debiti verso istituti di previdenza	12	12	-
Debiti verso clienti per depositi cauzionali e rimborsi	2	1	1
Altri	1.094	923	171
Totale	**2.065**	**1.694**	**371**

I "Debiti tributari", pari a 502 milioni di euro, sono relativi essenzialmente ai debiti verso l'Erario per imposte IRES riferite alle società aderenti al consolidato fiscale nazionale (405 milioni di euro) nonché al debito verso l'Erario per l'IVA di Gruppo del quarto trimestre 2017 (90 milioni di euro). La variazione in aumento rispetto al precedente esercizio, pari a 318 milioni di euro, risulta prevalentemente determinata dall'incremento della posizione debitoria verso l'Erario per IRES consolidata (228 milioni di euro) e dall'aumento del debito verso l'Erario per l'IVA di Gruppo (90 milioni di euro). La voce "Debiti diversi verso società del Gruppo", pari a 428 milioni di euro, è composta essenzialmente per 175 milioni di euro dai debiti generati dal consolidato fiscale IRES (457 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e per 252 milioni di euro dai debiti generati dall'IVA di Gruppo (86 milioni di euro al 31 dicembre 2016). Il decremento di 116 milioni di euro, riflette l'andamento delle sopra riportate posizioni debitorie. I debiti "Altri", pari a 1.094 milioni di euro, sono riferiti per 1.068 milioni di euro (915 milioni di euro al 31 dicembre 2016) al debito verso gli azionisti per l'acconto sul dividendo da erogare a decorrere dal 24 gennaio 2018 (0,105 euro per azione per l'esercizio 2017; 0,09 euro per azione per l'esercizio 2016).

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Finanziamenti e crediti	31.1.1	**16**	**53**	**7.076**	**7.514**
Attività finanziarie disponibili per la vendita	31.1.2	**6**	**1**	**-**	**-**
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati attivi al FVTPL	33	940	1.691	111	480
Totale		**940**	**1.691**	**111**	**480**
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	501	751	-	-
Derivati di fair value hedge	33	15	27	-	-
Totale		**516**	**778**	**-**	**-**
TOTALE		**1.478**	**2.523**	**7.187**	**7.994**

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	Note	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		**-**	**-**	21	**2.489**	**3.038**
Crediti commerciali		**-**	-	17	**237**	**255**
Crediti finanziari verso società del Gruppo						
Crediti per accollo quote di competenza dell'indebitamento finanziario	15.1		27			-
Crediti su conto corrente intersocietario			-	19.1	1.984	2.849
Quote correnti dei crediti per accollo di finanziamenti	19.1	-	-		27	45
Altri crediti finanziari		-	-		174	154
Totale crediti finanziari verso società del Gruppo		**-**	**27**		**2.185**	**3.048**
Crediti finanziari verso terzi						
Quote correnti dei crediti finanziari a lungo termine		-	-		1	1
Cash collateral per accordi di marginazione su derivati OTC		-	-	19.1	2.074	1.012
Altri crediti finanziari		16	26		90	160
Totale crediti finanziari verso terzi		**16**	**26**		**2.165**	**1.173**
TOTALE		**16**	**53**		**7.076**	**7.514**

Le variazioni principali rispetto all'esercizio 2016 riguardano:

> le "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti", che si sono decrementate di 549 milioni di euro, risentendo del rimborso e del riacquisto di alcuni prestiti obbligazionari, del pagamento dei dividendi dell'esercizio 2016, nonché della normale operatività connessa alla funzione di tesoreria accentrata svolta dalla Capogruppo;

> i "Crediti finanziari verso società del Gruppo", in diminu-

zione complessivamente di 863 milioni di euro in nesso principalmente al decremento dei crediti vantati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con le società del Gruppo (865 milioni di euro);

> i "Crediti finanziari verso terzi", complessivamente in aumento di 982 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 (1.062 milioni di euro).

31.1.2 Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono pari a 6 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2016) e sono rappresentate dalle partecipazioni detenute da Enel SpA in Empresa Propietaria de la Red SA (5 milioni di euro), acquisita nel corso del 2017 a seguito della fusione per incorporazione in Enel SpA di Enel South America Srl, e in Emittenti Titoli SpA (1 milione di euro). Entrambe le partecipazioni sono classificate come "Partecipazioni in altre imprese" e iscritte al costo.

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	31.2.1	**10.780**	**13.664**	**9.653**	**7.857**
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	33	943	1.703	176	556
Totale		**943**	**1.703**	**176**	**556**
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di cash flow hedge	33	1.327	1.379	-	-
Totale		**1.327**	**1.379**	**-**	**-**
TOTALE		**13.050**	**16.746**	**9.829**	**8.413**

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 31.12.2017**	al 31.12.2016	Note	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	23	10.780	13.664		3.654	973
Finanziamenti a breve termine		-	-	23	5.397	6.184
Debiti commerciali		-	-	27	137	150
Altre passività finanziarie correnti		-	-	28	465	550
Totale		**10.780**	**13.664**		**9.653**	**7.857**

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - *Euro 14.434 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 3.654 milioni di euro), ammonta al 31 dicembre 2017 a 14.434 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 2017, inclusa la quota in scadenza nei 12 mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso di interesse. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali. Per gli strumenti di debito non quotati il fair value è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi del Gruppo.

Milioni di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Valore contabile
	al 31.12.2017					al 31.12.2016					2017-2016
Obbligazioni:											
- tasso fisso	10.447	10.390	3.088	7.302	11.880	11.584	11.502	908	10.594	13.117	(1.112)
- tasso variabile	1.805	1.805	566	1.239	1.767	1.888	1.885	65	1.820	1.858	(80)
Totale	**12.252**	**12.195**	**3.654**	**8.541**	**13.647**	**13.472**	**13.387**	**973**	**12.414**	**14.975**	**(1.192)**
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- tasso variabile	1.039	1.039	-	1.039	1.043	50	50	-	50	50	989
Totale	**1.039**	**1.039**	**-**	**1.039**	**1.043**	**50**	**50**	**-**	**50**	**50**	**989**
Finanziamenti da società del Gruppo:											
- tasso fisso	1.200	1.200	-	1.200	1.540	1.200	1.200	-	1.200	1.575	-
- tasso variabile	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-
Totale	**1.200**	**1.200**	**-**	**1.200**	**1.540**	**1.200**	**1.200**	**-**	**1.200**	**1.575**	**-**
Totale finanziamenti a tasso fisso	**11.647**	**11.590**	**3.088**	**8.502**	**13.420**	**12.784**	**12.702**	**908**	**11.794**	**14.692**	**(1.112)**
Totale finanziamenti a tasso variabile	**2.844**	**2.844**	**566**	**2.278**	**2.810**	**1.938**	**1.935**	**65**	**1.870**	**1.908**	**909**
TOTALE	**14.491**	**14.434**	**3.654**	**10.780**	**16.230**	**14.722**	**14.637**	**973**	**13.664**	**16.600**	**(203)**

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 860 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute da Enel SpA.

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla nota 32 "Risk management" e sui livelli del fair value si prega di far riferimento alla nota 34 "Fair value measurement".

Viene di seguito rappresentato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta di origine con l'indicazione del tasso di interesse.

Finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile		Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso di interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**		**al 31.12.2017**	
Euro	**11.113**	**10.939**	**10.961**	**4,6%**	**4,8%**
Dollari USA	1.168	1.218	1.232	7,7%	8,1%
Sterline inglesi	2.356	2.277	2.298	6,5%	6,7%
Totale valute non euro	**3.524**	**3.495**	**3.530**		
TOTALE	**14.637**	**14.434**	**14.491**		

La movimentazione del valore nominale dell'indebitamento a lungo termine è riepilogata nella seguente tabella.

Milioni di euro	Valore nominale	Rimborsi	Nuove emissioni	Obbligazioni proprie riacquistate	Differenze di cambio	Valore nominale
	al 31.12.2016					**al 31.12.2017**
Obbligazioni	13.472	(974)	-	(19)	(227)	12.252
Finanziamenti bancari	50	-	999	-	(10)	1.039
Finanziamenti da società del Gruppo	1.200	-	-	-	-	1.200
Totale	**14.722**	**(974)**	**999**	**(19)**	**(237)**	**14.491**

Rispetto al 31 dicembre 2016 il valore nominale dell'indebitamento a lungo termine presenta nel complesso un decremento di 231 milioni di euro, conseguente:

- al rimborso della quota residua di 909 milioni di euro, di un prestito obbligazionario emesso nel 2007 per un valore di 1.500 milioni di euro, assoggettato a rimborso parziale nell'esercizio 2016;
- al rimborso di quattro tranche dei prestiti obbligazionari INA e ANIA per complessivi 65 milioni di euro;
- al riacquisto di obbligazioni proprie a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" per 19 milioni di euro;
- alla rilevazione di differenze positive di cambio per 237 milioni di euro;
- a nuovi finanziamenti bancari a lungo termine per complessivi 999 milioni di euro.

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari posti in essere nell'esercizio 2017.

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	UBI Banca SpA	27.04.2017	150	Euro	EUR 3M + 37,5 bps	Tasso variabile	27.04.2020
Finanziamenti bancari	UniCredit SpA	15.06.2017	450	Euro	EUR 6M + 33,5 bps	Tasso variabile	15.07.2020
Finanziamenti bancari	UniCredit SpA	10.07.2017	200	Euro	EUR 6M + 20 bps	Tasso variabile	26.06.2021
Finanziamenti bancari	Bank of America	10.07.2017	199	USD	Libor 3M + 71,8 bps	Tasso variabile	12.07.2021
Totale			**999**				

Nel corso dell'esercizio 2017 si evidenzia:

- la stipula di un contratto di finanziamento, di durata triennale, con UBI Banca SpA per un importo pari a 150 milioni di euro;
- il tiraggio per ulteriori 450 milioni di euro del contratto di finanziamento con UniCredit SpA, stipulato nel corso dell'esercizio precedente e scadente nel 2020 (utilizzato al 31 dicembre 2016 per 50 milioni di euro);
- la stipula di un nuovo contratto di finanziamento con UniCredit SpA, per un importo di 200 milioni di euro con scadenza nel 2021;
- la stipula di un contratto di finanziamento in dollari con

Bank of America per un controvalore in euro al cambio di emissione di 199 milioni (227 milioni di dollari statunitensi) scadente nel 2021.

I principali debiti finanziari a lungo termine di Enel SpA contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati principalmente dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito del programma di Global/Euro Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi"), dal Revolving Facility Agreement sottoscritto in data 18 dicembre 2017 da Enel SpA ed Enel Finance International NV con un pool di banche, per un importo fino a 10 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/Euro Medium Term Notes di Enel SpA ed Enel Finance International NV (inclusi i c.d. "Green Bonds" di Enel Finance International NV, garantiti da Enel SpA, utilizzati per finanziare i c.d. "eligible green projects" del Gruppo) 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 SpA 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 Revolving 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.

Nel corso del 2017 Enel Finance International NV ha emesso alcuni prestiti obbligazionari sul mercato americano, garantiti da Enel SpA, i cui principali covenant sono gli stessi delle emissioni obbligazionarie effettuate ai sensi del programma Euro Medium Term Notes.

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.

Si precisa, infine, 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 delle 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.

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 31.12.2017					al 31.12.2016				
	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	**10.939**	**10.961**	**75,6**	**3.530**	**14.491**	**11.113**	**11.153**	**75,8**	**3.569**	**14.722**
Dollari USA	1.218	1.232	8,5	(1.232)	-	1.168	1.186	8,0	(1.186)	-
Sterline inglesi	2.277	2.298	15,9	(2.298)	-	2.356	2.383	16,2	(2.383)	-
Totale	**14.434**	**14.491**	**100,0**	**-**	**14.491**	**14.637**	**14.722**	**100,0**	**-**	**14.722**

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso di interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

Debiti lordi a lungo termine

%

	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
	Prima della copertura	**Dopo la copertura**	Prima della copertura	Dopo la copertura
Tasso variabile	19,6	24,2	13,2	17,7
Tasso fisso	80,4	75,8	86,8	82,3
Totale	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**

Finanziamenti a breve termine - *Euro 5.397 milioni*

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2017, distinti per natura.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Finanziamenti da terzi			
Finanziamenti bancari	120	808	(688)
Debiti verso banche (conto corrente ordinario)	125	1	124
Cash collateral per CSA su derivati OTC ricevuti	256	1.107	(851)
Totale	**501**	**1.916**	**(1.415)**
Finanziamenti dal Gruppo			
Finanziamenti a breve termine da società del Gruppo (conto corrente intersocietario)	4.896	4.268	628
Totale	**4.896**	**4.268**	**628**
TOTALE	**5.397**	**6.184**	**(787)**

I finanziamenti a breve termine ammontano a 5.397 milioni di euro (6.184 milioni di euro nel 2016) e presentano una variazione in diminuzione di 787 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito principalmente:

> del decremento, per 688 milioni di euro, dei debiti verso banche per finanziamenti a breve termine ricevuti;

> del decremento, per 851 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 628 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 (943 milioni di euro) e correnti (176 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

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**
	Utili/(Perdite) netti		*di cui: impairment/ripristini di impairment*
Attività disponibili per la vendita	1	6	-
Finanziamenti e crediti	2	-	1
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(546)	(510)	-

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 Governance e obiettivi 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.

Enel ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di specifici comitati interni, composti dal top management e presieduti dagli Amministratori Delegati delle società interessate, cui spettano le attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi, nonché la definizione e l'applicazione di specifiche policy, a livello di Gruppo e di singole Region, Country e 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 e quelle responsabili del monitoraggio e 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 e Global Business Line, per ogni rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi. Il sistema di limiti costituisce per il Gruppo un supporto alle decisioni finalizzato al raggiungimento degli obiettivi.

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, 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 subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Enel SpA, inoltre, in qualità di Capogruppo, accentra parte delle attività di tesoreria e di accesso ai mercati finanziari per quanto concerne la conclusione di contratti derivati di natura finanziaria su tassi e cambi. Nell'ambito di tali attività, Enel SpA effettua nei confronti delle società del Gruppo attività di intermediazione con il mercato assumendo posizioni, anche rilevanti in termini di nozionale, che però non rappresentano per la stessa fonte di esposizione a rischi di mercato.

Nel corso del 2017 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 2017, indicando per ciascuna classe di strumenti il valore nozionale.

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 es., 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 di interesse ha il duplice obiettivo di ridurre l'ammontare di indebitamento soggetto alla variazione dei tassi di interesse e di contenere il costo della provvista, limitando la volatilità dei risultati.
Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica del portafoglio di passività finanziarie per tipologia contrattuale, durata nonché condizioni di tasso e modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di strumenti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap.

Si evidenzia di seguito il valore nozionale dei contratti in essere a fine esercizio.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Derivati su tasso di interesse		
Interest rate swap	20.599	22.377
Totale	**20.599**	**22.377**

1268

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 20.599 milioni di euro (22.377 milioni di euro al 31 dicembre 2016), è relativo per 1.329 milioni di euro (sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2016) a operazioni di copertura riferite alla propria quota di indebitamento e per 9.635 milioni di euro (10.524 milioni di euro al 31 dicembre 2016) 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 2017 il 19,6% (13,2% al 31 dicembre 2016) 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 2017, risulta essere coperto per il 75,8% rispetto all'esposizione (coperto per l'82,3% dell'esposizione al 31 dicembre 2016). 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 31.12.2017				al 31.12.2016			
		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	9	(9)	-	-	7	(7)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	6	(6)	-	-	7	(7)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	25	-	-	11	(11)	-	-	13	(13)
Fair value hedge	25	(2)	2	-	-	(5)	5	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

Per Enel SpA la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari monetari denominati in una valuta diversa dall'euro, principalmente prestiti obbligazionari emessi in valuta estera.
L'esposizione al rischio di cambio non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio.
Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla nota 31 "Strumenti finanziari".

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di oscillazione dei tassi di cambio la Società pone in essere, tipicamente sul mercato Over The Counter (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare currency forward e cross currency interest rate swap, la cui scadenza non eccede quella dell'esposizione sottostante.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non deliverable forward).

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 2017 e del 31 dicembre 2016, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Derivati su cambi		
Forward:	5.410	5.399
- forward a copertura del rischio cambio connesso alle commodity	3.664	4.507
- forward a copertura dei flussi futuri	1.190	196
- altri contratti forward	556	696
Cross currency interest rate swap	15.527	22.668
Totale	**20.937**	**28.067**

In particolare si evidenziano:

> contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 3.664 milioni di euro (4.507 milioni di euro al 31 dicembre 2016), relativi per 1.832 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 1.190 milioni di euro (196 milioni di euro al 31 dicembre 2016), connessi alla copertura del rischio cambio relativo ad altri flussi attesi in valute diverse dall'euro, di cui 595 milioni di euro conclusi con il mercato;

> contratti di currency forward per un ammontare nozionale complessivo di 556 milioni di euro (696 milioni di euro al 31 dicembre 2016), riferiti alla copertura del rischio cambio derivante da spese per investimenti, di cui 278 milioni di euro conclusi con il mercato;

> contratti di cross currency interest rate swap per un ammontare nozionale di 15.527 milioni di euro (22.668 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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 24,4% (24,2% al 31 dicembre 2016) 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 31.12.2017				al 31.12.2016			
		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 degli oneri finanziari sul debito lordo a lungo termine a tasso variabile in valuta estera dopo le coperture	10%	-	-	-	-	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	5	(6)	-	-	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura									
Cash flow hedge	10%	-	-	(431)	526	-	-	(462)	564
Fair value hedge	10%	-	-	-	-	-	-	-	-

32.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è rappresentato dall'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti di operazioni finanziarie che determina effetti avversi sulla posizione creditoria. La Società è esposta al rischio di credito nell'ambito dell'attività finanziaria, ivi inclusa l'operatività in strumenti derivati (su sottostanti tipicamente finanziari o commodity), i depositi con banche e società finanziarie, le transazioni in valuta estera e la negoziazione di altri strumenti finanziari.
Le fonti dell'esposizione al rischio di credito non hanno subito variazioni rilevanti rispetto al precedente esercizio.
La gestione del rischio di credito da parte della Società è fondata sulla selezione delle controparti tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali 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 2017 l'esposizione al rischio di credito, de-

sumibile 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 8.392 milioni di euro (9.388 milioni di euro al 31 dicembre 2016). Di tale importo, 3.403 milioni di euro sono costituti da crediti nei confronti di società del Gruppo e 2.489 milioni di euro da disponibilità liquide e mezzi equivalenti.

Milioni di euro

	al 31.12.2017		al 31.12.2016		2017-2016
		di cui Gruppo		*di cui Gruppo*	
Crediti finanziari non correnti	-	-	27	*27*	(27)
Altre attività finanziarie non correnti	5	-	5	-	-
Crediti commerciali	237	*208*	255	*229*	(18)
Crediti finanziari correnti	2.011	*2.011*	2.894	*2.894*	(883)
Altre attività finanziarie correnti	2.339	*174*	1.327	*154*	1.012
Strumenti finanziari derivati	1.311	*1.010*	1.842	*973*	(531)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.489	-	3.038	-	(549)
Totale	**8.392**	***3.403***	**9.388**	***4.277***	**(996)**

32.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

> garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;

> mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati, valute e controparti.

Al 31 dicembre 2017 Enel SpA aveva a disposizione complessivamente 2.489 milioni di euro di disponibilità liquide e mezzi equivalenti (3.038 milioni di euro al 31 dicembre 2016), nonché linee di credito committed per 5.800 milioni di euro interamente disponibili e con scadenza oltre un anno (6.170 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

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	2.498	590	1.867	1.999	3.436
- tasso variabile	500	66	229	235	775
Totale	**2.998**	**656**	**2.096**	**2.234**	**4.211**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	-	1.039	-
Totale	**-**	**-**	**-**	**1.039**	**-**
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	-	-	-	-	1.200
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.200**
TOTALE	**2.998**	**656**	**2.096**	**3.273**	**5.411**

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 31.12.2017					
	(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	420	-	420	-	(46)	374
- sul rischio di cambio	1.147	-	1.147	-	(552)	595
Totale derivati attivi	**1.567**	**-**	**1.567**	**-**	**(598)**	**969**
TOTALE ATTIVITÀ FINANZIARIE	**1.567**	**-**	**1.567**	**-**	**(598)**	**969**
PASSIVITÀ FINANZIARIE						
Derivati passivi:						
- sul rischio di tasso di interesse	(608)	-	(608)	-	608	-
- sul rischio di cambio	(1.838)	-	(1.838)	-	1.808	(30)
Totale derivati passivi	**(2.446)**	**-**	**(2.446)**	**-**	**2.416**	**(30)**
TOTALE PASSIVITÀ FINANZIARIE	**(2.446)**	**-**	**(2.446)**	**-**	**2.416**	**(30)**
TOTALE ATTIVITÀ/(PASSIVITÀ) FINANZIARIE NETTE	**(879)**	**-**	**(879)**	**-**	**1.818**	**939**

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 es., 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 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	2017-2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	2017-2016
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di cambio	2.327	2.517	501	751	(250)	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge	**2.327**	**2.517**	**501**	**751**	**(250)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	800	800	15	27	(12)	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge	**800**	**800**	**15**	**27**	**(12)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	9.586	10.497	405	527	(122)	50	27	1	1	-
- sul rischio di tasso di cambio	5.632	7.860	535	1.164	(629)	2.419	3.718	110	479	(369)
Totale derivati al FVTPL	**15.218**	**18.357**	**940**	**1.691**	**(751)**	**2.469**	**3.745**	**111**	**480**	**(369)**
TOTALE DERIVATI ATTIVI	**18.345**	**21.674**	**1.456**	**2.469**	**(1.013)**	**2.469**	**3.745**	**111**	**480**	**(369)**

Milioni di euro	Non corrente					Corrente				
	Valore nozionale		Fair value			Valore nozionale		Fair value		
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	2017-2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	2017-2016
Derivati designati come strumenti di copertura										
Cash flow hedge:										
- sul rischio di tasso di interesse	390	390	135	154	(19)	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	2.501	2.394	1.192	1.225	(33)	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge	**2.891**	**2.784**	**1.327**	**1.379**	**(52)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Derivati al FVTPL:										
- sul rischio di tasso di interesse	9.624	10.535	408	530	(122)	150	127	66	74	(8)
- sul rischio di tasso di cambio	5.632	7.860	535	1.173	(638)	2.425	3.718	110	482	(372)
Totale derivati al FVTPL	**15.256**	**18.395**	**943**	**1.703**	**(760)**	**2.575**	**3.845**	**176**	**556**	**(380)**
TOTALE DERIVATI PASSIVI	**18.147**	**21.179**	**2.270**	**3.082**	**(812)**	**2.575**	**3.845**	**176**	**556**	**(380)**

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 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, delle commodity non energetiche e dei servizi espressi 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 di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

Attualmente la Società utilizza tali relazioni di copertura al fine di cogliere le opportunità legate all'andamento generalizzato delle curve dei tassi di interesse.

Hedge of a net investment in a foreign operation (NIFO)

La copertura di un investimento netto in un'entità estera, con valuta funzionale diversa dall'euro, rappresenta una copertura degli effetti contabili derivanti dalla variazione dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere. Lo strumento di copertura è una passività denominata nella medesima valuta estera dell'investimento. Le differenze di cambio della posta coperta e della copertura vengono rilevate ogni esercizio a patrimonio netto fino al momento della cessione della partecipazione, momento in cui tali differenze di cambio passano a Conto economico.

Attualmente nella Società non sono presenti operazioni di copertura di un investimento netto in una gestione estera.

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 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(135)	390	(154)	390
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	15	800	27	800
Totale		**(120)**	**1.190**	**(127)**	**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 riferiti all'operazione di copertura della variazione di fair value di una porzione del Bond "ibrido" pari a 800 milioni di euro, emesso nel mese di settembre 2013, per la parte connessa alla variazione dei tassi di interesse, 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 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati di cash flow hedge:	-	-	-	-	**390**	**390**	**(135)**	**(154)**
- interest rate swap	-	-	-	-	390	390	(135)	(154)
Derivati di fair value hedge:	**800**	**800**	**15**	**27**	-	-	-	-
- interest rate swap	800	800	15	27	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di interesse	**800**	**800**	**15**	**27**	**390**	**390**	**(135)**	**(154)**

Al 31 dicembre 2017 gli interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 1.190 milioni di euro (1.190 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e un fair value complessivamente negativo pari a 120 milioni di euro (negativo per 127 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Il miglioramento del fair value dei derivati rispetto al precedente esercizio è dovuto principalmente all'incremento della curva nel tratto a medio-lungo termine dei tassi di interesse verificatosi nel corso del 2017.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Derivati CFH su tasso di interesse:							
- fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
- fair value negativo	(135)	(15)	(14)	(13)	(13)	(12)	(83)

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		
	2017	2016
Saldo di apertura al 1° gennaio	**(110)**	**(87)**
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	12	(23)
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**(98)**	**(110)**

Derivati di fair value hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di fair value hedge.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Derivati FVH:							
- fair value positivo	15	15	33	-	-	-	-
- 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 2017 e al 31 dicembre 2016 per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	**Elemento coperto**	**al 31.12.2017**		al 31.12.2016	
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(679)	4.639	(474)	4.911
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	(12)	189	-	-
Totale		**(691)**	**4.828**	**(474)**	**4.911**

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, nonché alla copertura di un finanziamento in dollari a tasso variabile stipulato nel 2017 con Bank of America.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati di cash flow hedge:	**2.327**	**2.517**	**501**	**751**	**2.501**	**2.394**	**(1.192)**	**(1.225)**
- forward	-	-	-	-	-	-	-	-
- option	-	-	-	-	-	-	-	-
- cross currency interest rate swap	2.327	2.517	501	751	2.501	2.394	(1.192)	(1.225)
Totale derivati su tasso di cambio	**2.327**	**2.517**	**501**	**751**	**2.501**	**2.394**	**(1.192)**	**(1.225)**

Al 31 dicembre 2017 i cross currency interest rate swap presentano un valore nozionale pari a 4.828 milioni di euro (4.911 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e un fair value complessivamente negativo pari a 691 milioni di euro (negativo per 474 milioni di euro al 31 dicembre 2016).
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 al dollaro statunitense e di una nuova copertura in cambi per un nozionale pari a 189 milioni di euro.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Derivati CFH su tasso di cambio:							
- fair value positivo	501	83	85	48	47	46	461
- fair value negativo	(1.192)	(69)	(243)	(50)	(85)	(37)	(684)

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		
	2017	2016
Saldo di apertura al 1° gennaio	**(326)**	**(208)**
Variazione di fair value rilevata a patrimonio netto (OCI)	-	-
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Recycling	20	(118)
Variazione di fair value rilasciata a Conto economico - Inefficacia	-	-
Saldo di chiusura al 31 dicembre	**(306)**	**(326)**

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 2017 e al 31 dicembre 2016 per ciascun tipo di rischio.

Milioni di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016	**al 31.12.2017**	al 31.12.2016
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di interesse:	**9.635**	**10.524**	**405**	**527**	**9.774**	**10.663**	**(473)**	**(604)**
- interest rate swap	9.635	10.524	405	527	9.774	10.663	(473)	(604)
Derivati FVTPL sul rischio di tasso di cambio:	**8.052**	**11.577**	**645**	**1.644**	**8.057**	**11.577**	**(645)**	**(1.656)**
- forward	2.702	2.699	123	158	2.708	2.699	(122)	(158)
- cross currency interest rate swap	5.350	8.878	522	1.486	5.349	8.878	(523)	(1.498)
Totale derivati FVTPL	**17.687**	**22.101**	**1.050**	**2.171**	**17.831**	**22.240**	**(1.118)**	**(2.260)**

Al 31 dicembre 2017 i derivati al fair value through profit or loss su tassi e cambi presentano un valore nozionale complessivamente pari a 35.518 milioni di euro (44.341 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e un fair value complessivamente negativo pari a 68 milioni di euro (negativo per 89 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La riduzione del valore nozionale, rispetto al precedente esercizio, dei derivati al fair value through profit or loss deriva per 7.045 milioni di euro da una flessione dell'operatività in cambi e per 1.778 milioni di euro da una riduzione 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 per 9.635 milioni di euro. Il valore nozionale complessivo evidenzia una riduzione, rispetto al precedente esercizio, pari a 1.778 milioni di euro. In particolare, si rileva che la riduzione del valore nozionale degli interest rate swap verso il mercato per 889 milioni di euro, rispetto al precedente esercizio, è imputabile alla chiusura di interest rate swap di pre-hedge a fronte dell'emissione del Green Bond per 1.000 milioni di euro, a interest rate swap giunti a naturale scadenza per 27 milioni di euro, a nuovi interest rate swap per un ammontare pari a 344 milioni e alla riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing (206 milioni di euro).

Rispetto al 31 dicembre 2016, la variazione complessiva del fair value, positiva per 9 milioni di euro, è connessa principalmente al generale incremento del tratto a lungo termine della curva dei tassi di interesse verificatosi nel corso dell'anno.

I contratti forward, per un ammontare nozionale di 2.702 milioni di euro (2.699 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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, 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), nonché ai flussi attesi in valute diverse dall'euro relativi ai costi operativi della fornitura di servizi cloud. 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 5.350 milioni di euro (8.878 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 riduzione del valore nozionale dei cross currency interest rate swap, pari a 3.528 milioni di euro, è dovuta principalmente alla chiusura anticipata di cross currency interest rate swap per 1.660 milioni di euro a fronte del riacquisto da parte di Enel Finance International di obbligazioni proprie emesse in dollari statunitensi e a cross currency interest rate swap giunti a naturale scadenza per un ammontare di 1.423 milioni di euro. Il valore inoltre risente dell'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 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 es., 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 31.12.2017**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value al 31.12.2017**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di cambio	33	501	-	501	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**501**	**-**	**501**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	15	-	15	-	-	-	-	-
Totale fair value hedge		**15**	**-**	**15**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	405	-	405	-	1	-	1	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	535	-	535	-	110	-	110	-
Totale fair value through profit or loss		**940**	**-**	**940**	**-**	**111**	**-**	**111**	**-**
TOTALE		**1.456**	**-**	**1.456**	**-**	**111**	**-**	**111**	**-**

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 31.12.2017**	Livello 1	Livello 2	Livello 3	**Fair value al 31.12.2017**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati									
Cash flow hedge:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	135	-	135	-	-	-	-	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	1.192	-	1.192	-	-	-	-	-
Totale cash flow hedge		**1.327**	**-**	**1.327**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Fair value through profit or loss:									
- sul rischio di tasso di interesse	33	408	-	408	-	66	-	66	-
- sul rischio di tasso di cambio	33	535	-	535	-	110	-	110	-
Totale fair value through profit or loss		**943**	**-**	**943**	**-**	**176**	**-**	**176**	**-**
TOTALE		**2.270**	**-**	**2.270**	**-**	**176**	**-**	**176**	**-**

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 31.12.2017**	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- tasso fisso	31.2.1	11.880	11.880	-	-
- tasso variabile	31.2.1	1.767	572	1.195	-
Totale obbligazioni		**13.647**	**12.452**	**1.195**	**-**
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		-	-	-	-
- tasso variabile	31.2.1	1.043	-	1.043	-
Totale finanziamenti bancari		**1.043**	**-**	**1.043**	**-**
Finanziamenti da società del Gruppo:					
- tasso fisso	31.2.1	1.540	-	1.540	-
- tasso variabile		-	-	-	-
Totale finanziamenti da società del Gruppo		**1.540**	**-**	**1.540**	**-**
TOTALE		**16.230**	**12.452**	**3.778**	**-**

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/statuto-regolamenti-e-politiche/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 2017 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 2017

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Costi		Ricavi	
			Beni	Servizi	Beni	Servizi
	al 31.12.2017	al 31.12.2017	2017		2017	
Imprese controllate						
Codensa SA ESP	-	1	-	-	-	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	1	-	-	-	-	-
Enel Generación Perú SAA	6	-	-	-	-	1
Enel Américas SA	27	-	-	-	-	2
Enel Chile SA	30	-	-	-	-	1
Enel Distribución Perú SAA	6	-	-	-	-	-
Enel Generación Piura SA	1	-	-	-	-	-
Enel Brasil SA	25	-	-	-	-	12
Enel X Srl	2	-	-	-	-	2
Endesa Distribución Eléctrica SL	27	1	-	-	-	6
Endesa Generación SA	10	-	-	1	-	2
Endesa Red SA	1	-	-	-	-	1
Endesa SA	4	3	-	1	-	5
e-distribuţie Banat SA	4	-	-	-	-	1
e-distribuţie Dobrogea SA	4	-	-	-	-	1
e-distribuţie Muntenia SA	7	-	-	-	-	2
e-distribuzione SpA	124	164	-	2	-	34
Enel Distribución Chile SA	1	-	-	-	-	1
Enel Energia SpA	204	-	-	-	-	2
Enel Energie Muntenia SA	1	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	1	-	-	-	-	-
Enel Iberia Srl	1	22	-	11	-	1
Enel Green Power SpA	10	1	-	1	-	8
Enel Green Power North America Inc.	1	1	-	-	-	-
Enel Innovation Hubs Srl	-	1	-	-	-	-
Enel Russia PJSC	16	-	-	-	-	8
Enel Produzione SpA	59	97	-	1	-	13
Enel Romania Srl	4	-	-	-	-	1
Enel Italia Srl	30	86	-	66	-	15
Servizio Elettrico Nazionale SpA	158	-	-	-	-	1
Enel Sole Srl	5	8	-	-	-	-
Enel Trade SpA	1	100	-	-	-	1
Enel.Factor SpA	-	3	-	-	-	-
Endesa Energía SA	4	-	-	-	-	3
Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	1	-	-	-	-	-
Gas y Electricidad Generación SAU	3	-	-	-	-	1
OpEn Fiber SpA	1	-	-	-	-	-
RusEnergoSbyt LLC	-	-	-	-	-	1
Slovenské elektrárne AS	17	-	-	-	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	-	1	-	-	-	-
Unión Eléctrica de Canarias Generación SAU	3	-	-	-	-	1
3Sun Srl	-	19	-	-	-	-
Totale	**800**	**508**	-	**83**	-	**127**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	1	-	-
Enel Cuore Onlus	-	-	-	-	-	1
Eni	-	1	-	-	-	-
GSE	1	1	-	-	-	-
Fondazione Centro Studi Enel	1	-	-	-	-	2
Monte dei Paschi di Siena	-	1	-	-	-	-
Totale	**2**	**3**	-	**1**	-	**3**
TOTALE GENERALE	**802**	**511**	-	**84**	-	**130**

1264

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-distribuţie Banat SA	3	-	-	-	-	2
e-distribuţie Dobrogea SA	2	-	-	-	-	1
e-distribuţie Muntenia SA	6	-	-	-	-	3
e-distribuzione SpA	132	263	-	-	-	53
Enel Energia SpA	120	37	-	-	-	16
Enel Iberia Srl	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
Servizio Elettrico Nazionale 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**

Rapporti finanziari

Esercizio 2017

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2017			2017		
Imprese controllate						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Américas SA	-	-	-	-	-	25
Enel Chile SA	-	-	-	-	-	31
e-distribuzione SpA	1.759	-	3.765	33	84	1.448
Enel X Srl	6	-	-	-	-	-
Enel Energia SpA	7	1.007	1.806	-	8	679
Enel Iberia Srl	1	-	-	-	1	677
Enel Finance International NV	756	3.735	28.196	679	1.268	-
Enel Green Power North America Inc.	-	-	46	-	-	-
Enel Green Power SpA	161	4	12.994	57	68	50
Enel Green Power Perú SA	-	-	-	11	6	-
Enel Green Power Development Srl	-	2	-	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	1	-	-	1	-
Enel M@P Srl	3	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	192	523	2.141	30	75	-
Enel Italia Srl	35	16	123	1	12	23
Servizio Elettrico Nazionale SpA	114	-	1.402	-	7	80
Enel Sole Srl	1	60	277	-	1	15
Enel Trade Romania Srl	-	-	5	-	-	-
Enel Trade SpA	105	761	1.578	97	265	-
Enel Trade d.o.o.	-	-	1	-	-	-
Enel.Factor SpA	18	-	-	-	-	3
Enel Innovation Hubs Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.si Srl	8	-	18	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	23	-	87	-	1	-
OpEn Fiber SpA	-	-	300	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	2	-	-	-	-
Tynemouth Energy Storage Limited	6	-	10	-	-	-
Totale	**3.195**	**6.166**	**52.752**	**908**	**1.797**	**3.031**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTALE GENERALE	**3.195**	**6.166**	**52.752**	**908**	**1.797**	**3.032**

Esercizio 2016

Milioni di euro	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Dividendi
	al 31.12.2016			2016		
Imprese controllate						
Concert Srl	-	2	-	-	-	-
e-distribuzione SpA	1.898	13	3.725	13	84	1.610
Enel Energia SpA	6	791	1.733	-	6	358
Enel Iberia Srl	1	1	54	-	1	550
Enel Finance International NV	733	4.407	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	588	18	10.596	3	33	50
Enel Green Power Perú SA	5	-	-	-	6	-
Enel Ingegneria e Ricerca SpA	24	-	30	-	-	-
Enel Investment Holding BV	-	2	2	-	-	-
Enel M@P Srl	1	-	1	-	-	-
Enel Produzione SpA	636	30	2.412	19	29	304
Enel Italia Srl	94	-	94	-	6	-
Servizio Elettrico Nazionale 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 Innovation Hubs Srl	-	16	1	-	-	-
Enel.si Srl	14	-	7	-	-	-
Enelpower SpA	-	37	1	-	-	-
Nuove Energie Srl	20	-	86	-	-	-
OpEn Fiber SpA	-	-	123	-	-	-
Enel X Italia SpA	-	2	-	-	-	-
3Sun Srl	28	-	-	2	-	-
Totale	**4.505**	**6.761**	**45.568**	**521**	**1.386**	**2.875**
Altre parti correlate						
CESI SpA	-	-	-	-	-	1
Totale	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1**
TOTALE GENERALE	**4.505**	**6.761**	**45.568**	**521**	**1.386**	**2.876**

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 31.12.2017			al 31.12.2016		
Attività						
Derivati - non correnti	1.456	912	62,6%	2.469	953	38,6%
Altre attività finanziarie non correnti	16	-	-	53	27	50,9%
Altre attività non correnti	148	139	93,9%	188	154	81,9%
Crediti commerciali	237	228	96,2%	255	248	97,3%
Derivati - correnti	111	98	88,3%	480	19	4,0%
Altre attività finanziarie correnti	4.350	2.185	50,2%	4.221	3.048	72,2%
Altre attività correnti	453	435	96,0%	299	261	87,3%
Passività						
Finanziamenti a lungo termine	10.780	1.200	11,1%	13.664	1.200	8,8%
Derivati - non correnti	2.270	28	1,2%	3.082	747	24,2%
Altre passività non correnti	12	9	75,0%	36	33	91,7%
Finanziamenti a breve termine	5.397	4.896	90,7%	6.184	4.268	69,0%
Debiti commerciali	137	74	54,0%	150	68	45,3%
Derivati - correnti	176	13	7,4%	556	464	83,5%
Altre passività finanziarie correnti	465	29	6,2%	550	82	14,9%
Altre passività correnti	2.065	428	20,7%	1.694	544	32,1%

Incidenza sul risultato economico

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2017			2016		
Ricavi	133	130	97,7%	207	205	99,0%
Servizi e altri costi operativi	359	84	23,4%	335	78	23,3%
Proventi da partecipazioni	3.033	3.032	100,0%	2.882	2.876	99,8%
Proventi finanziari da contratti derivati	2.683	1.640	61,1%	2.787	1.239	44,5%
Altri proventi finanziari	410	157	38,3%	556	147	26,4%
Oneri finanziari da contratti derivati	2.902	836	28,8%	3.127	467	14,9%
Altri oneri finanziari	872	72	8,3%	979	54	5,5%

Incidenza sui flussi finanziari

Milioni di euro	Totale	Correlate	Incidenza %	Totale	Correlate	Incidenza %
	2017			2016		
Cash flow da attività operativa	2.465	(2.838)	-	2.511	(1.173)	-46,7%
Cash flow da attività di investimento/ disinvestimento	(48)	(48)	100,0%	(409)	(409)	100,0%
Cash flow da attività di finanziamento	(2.966)	1.485	-50,1%	(4.989)	1.455	-29,2%

36. Impegni contrattuali e garanzie

Milioni di euro	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Fideiussioni e garanzie prestate a:			
- terzi	36	347	(311)
- imprese controllate	52.752	45.568	7.184
Totale	**52.788**	**45.915**	**6.873**

Le fideiussioni prestate a terzi riguardano sostanzialmente le garanzie rilasciate dalla Capogruppo in favore dell'INPS per i dipendenti che hanno aderito alla manovra strutturale di adeguamento dell'organico (art. 4, legge n. 92/2012), oltre che una fidejussione bancaria a favore del Banco Centroamericano de Integración Economica (BCIE) di 26 milioni di euro acquisita a seguito della fusione per incorporazione di Enel South America in Enel SpA. La variazione in diminuzione rispetto al precedente esercizio è dovuta all'accordo che ha portato all'estinzione della garanzia rilasciata nell'operazione di vendita del patrimonio immobiliare (346 milioni di euro) con contestuale emissione di una nuova parent company guarantee nell'interesse di Enel Italia.

Le altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate si riferiscono:

- per 27.216 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 6.584,92 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 3.040 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 1.552 milioni di euro a garanzie rilasciate all'Amministrazione Finanziaria per l'adesione alla procedura "IVA di Gruppo", nell'interesse delle società Enel Italia, Enel Innovation Hubs, Enel Trade, Enel Produzione, Enelpower, Servizio Elettrico Nazionale, Nuove Energie, Enel.si, Enel Green Power, Enel Sole, Energy Hydro Piave ed Enel X Italia;
- per 980 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 Servizio Elettrico Nazionale SpA, per le obbligazioni assunte nell'ambito del contratto di acquisto di energia elettrica;
- per 713 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 600 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 331 milioni di euro a garanzie rilasciate in favore di Snam Rete Gas e nell'interesse di Enel Trade e di Enel.si 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 50 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 33 milioni di euro alla garanzia rilasciata nell'interesse di Enel Italia in favore di Excelsia Nove per il corretto adempimento degli obblighi derivanti dai contratti di locazione;
- per 8.682 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 2016, l'incremento delle altre fideiussioni e garanzie rilasciate nell'interesse di società controllate è principalmente ascrivibile all'emissione di prestiti obbligazionari. Nell'ambito della strategia di finanziamento del Gruppo Enel e di rifinanziamento del debito consolidato in scadenza, il Consiglio di Amministrazione di Enel ha deliberato l'emissione entro il 31 dicembre 2018 di uno o più prestiti obbligazionari, da collocare presso investitori istituzionali. In particolare, Enel Finance International ha lanciato sul mercato statunitense e sui mercati internazionali più emissioni obbligazionarie multi-tranche, garantite da Enel e destinate a investitori istituzionali.
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. Attività e passività potenziali

Con riferimento alle attività e passività potenziali si rinvia a quanto indicato nella nota 49 del bilancio consolidato.

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

In data 1° gennaio 2018 le Global Business Line e le Global Services Function (di seguito "Strutture Globali"), ossia Global Infrastructure & Networks, Global Thermal Generation e Global Procurement, precedentemente allocate in Enel SpA, sono state oggetto di conferimento a favore delle società italiane interamente controllate Enel M@p Srl, Enel Global Thermal Generation Srl ed Enel Italia Srl.
Il riassetto societario delle "Strutture Globali" permette di dotare il Gruppo di un assetto organizzativo e societario omogeneo, nell'ambito del quale ciascuna Struttura Globale potrà mirare a una massima efficienza e a una più chiara focalizzazione delle attività, secondo il modello basato sui cosiddetti "Global Hub", ossia entità organizzative in grado di:

> svolgere la propria attività in una società operativa diversa da Enel SpA;
> erogare servizi tecnici a livello globale in favore delle società del Gruppo con un business omogeneo, perseguendo obiettivi di efficacia ed efficienza operativa nonché di chiarezza giuridica e contabile;
> cogliere le opportunità di sviluppo del proprio business nei mercati internazionali.

In tale contesto Enel SpA assumerà sempre più il ruolo di holding industriale di partecipazioni, concentrando la sua attività su: direzione e coordinamento delle società del Gruppo; indirizzo strategico delle attività, remunerate esclusivamente tramite i dividendi percepiti dalle società controllate; servizi istituzionali forniti dalle Funzioni di Staff di Holding a beneficio delle società controllate (remunerati attraverso il contratto di "institutional services").

In data 8 marzo è avvenuta la ripatrimonializzazione della controllata e-distribuzione SpA mediante rinuncia a parte del credito finanziario vantato nei confronti della stessa sul conto corrente intersocietario per un importo pari a 2.275 milioni di euro, destinato da quest'ultima a un'apposita riserva disponibile di patrimonio netto.

Con riferimento agli altri 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 2017 riconosciuti – da Enel SpA e dalle sue controllate al 31 dicembre 2017 – 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:	
	- EY SpA	2,3
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	-
Servizi di attestazione	di cui:	
	- EY SpA	0,7
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	-
Altri servizi	di cui:	
	- EY SpA	-
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	-
Totale		**3,0**
Società controllate da Enel SpA		
Revisione contabile	di cui:	
	- EY SpA	2,8
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	11,6
Servizi di attestazione	di cui:	
	- EY SpA	1,2
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	1,8
Altri servizi	di cui:	
	- EY SpA	-
	- entità della rete Ernst & Young Global Limited	0,8
Totale		**18,2**
TOTALE		**21,2**

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

Attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari relativa al Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2017, 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 2017 e il 31 dicembre 2017.

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 2017:
   a. è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
   b. corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
   c. è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

4. Si attesta infine che la Relazione sulla gestione, inserita nella Relazione finanziaria annuale 2017 e che correda il Bilancio di esercizio di Enel SpA al 31 dicembre 2017, comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

Roma, 22 marzo 2018

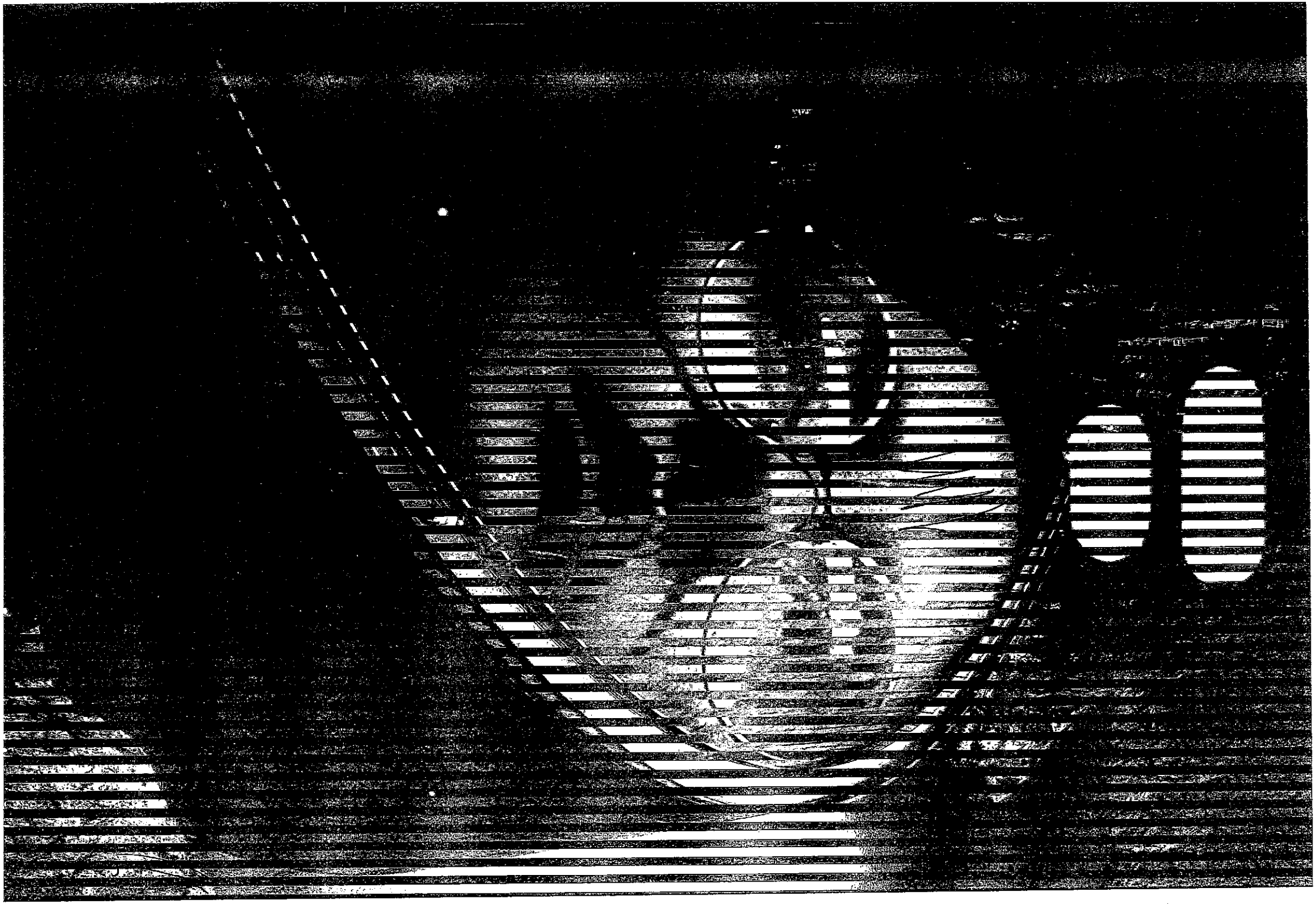
Francesco Starace
Amministratore Delegato di Enel SpA

Alberto De Paoli
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari di Enel SpA

05

Relazioni

1275



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

1277

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti di Enel SpA convocata per l'approvazione del Bilancio di esercizio 2017 (ai sensi dell'art. 153 del decreto legislativo n. 58/1998)

Signori azionisti,

nel corso dell'esercizio che si è chiuso il 31 dicembre 2017 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, così come modificato dal decreto legislativo 17 luglio 2016, n. 135 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come "decreto 39/2010"), abbiamo vigilato circa:

- l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché il rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali;
- il processo di informativa finanziaria e l'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile della Società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- la revisione legale dei conti annuali e dei conti consolidati, nonché circa l'indipendenza della Società di revisione legale dei conti;
- l'adeguatezza e l'efficacia del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- l'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, per gli aspetti di nostra competenza;
- le 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;
- 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 2017 (nell'ambito del capitolo "Fatti di rilievo del 2017");
- 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 2017 della Società, gli Amministratori indicano adeguatamente le principali operazioni effettuate dalla Società con parti correlate, essendo queste ultime 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

1978

bis del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB – descritta nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2017. Le operazioni con parti correlate riportate nelle Note di commento al Bilancio dell'esercizio 2017 della Società sono riconducibili all'ordinaria gestione, sono state effettuate nell'interesse della Società e regolate a condizioni di mercato;

> la Società ha dichiarato di avere redatto il Bilancio dell'esercizio 2017 – 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 2017, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio dell'esercizio 2017 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 2017 della Società è stato sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione EY SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio nonché alla conformità della medesima Relazione sulla gestione alle norme di legge. La relazione di EY SpA include inoltre:
  - una illustrazione degli aspetti chiave della revisione contabile del Bilancio della Società; e
  - la dichiarazione, resa ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del decreto 39/2010, relativa alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione;

> la Società ha dichiarato di avere redatto anche il Bilancio consolidato dell'esercizio 2017 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 2017, nonché in base a quanto disposto dal decreto legislativo 28 febbraio 2005, n. 38 e ai relativi provvedimenti attuativi. Il Bilancio consolidato dell'esercizio 2017 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 2017, 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 2017 del Gruppo Enel è stato anch'esso sottoposto a revisione legale da parte della Società di revisione EY SpA che, ai sensi dell'art. 14 del decreto 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, ha espresso nella propria relazione un giudizio senza rilievi né richiami di informativa, anche con riferimento alla coerenza della Relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari con il Bilancio nonché alla conformità della medesima Relazione sulla gestione alle norme di legge. La relazione di EY SpA include inoltre:
  - una illustrazione degli aspetti chiave della revisione contabile del Bilancio consolidato; e
  - le dichiarazioni, rese ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del decreto 39/2010 e dell'art. 4 del Regolamento CONSOB n. 20267 del 18 gennaio 2018 (di attuazione del decreto legislativo 30 dicembre 2016, n. 254), relative rispettivamente alla mancata identificazione di errori significativi nei contenuti della Relazione sulla gestione e alla verifica dell'avvenuta approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

Per gli incarichi a essa conferiti, la Società di revisione EY SpA ha altresì emesso le relazioni sulla revisione dei bilanci relativi all'esercizio 2017 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 2018, in data anteriore rispetto a quella di approvazione dei documenti di Bilancio relativi al 2017;

> abbiamo esaminato la proposta del Consiglio di Amministrazione di destinazione dell'utile dell'esercizio 2017 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 e di codesto Collegio Sindacale nel mese di marzo 2018, ha attestato in sede di approvazione del Bilancio dell'esercizio 2017 la perdurante osservanza, nell'ambito del Gruppo Enel, della disciplina dettata dalla CONSOB (nell'art. 15 del c.d. "Regolamento Mercati", approvato con deliberazione n. 20249 del 28 dicembre 2017) 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 Global Business Lines/Geografie e – tenuto conto delle modifiche intervenute nel corso del 2017 – si articola in: (i) *Global Business Lines*, 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 Global Business Lines sono suddivise in: Infrastrutture e Reti, Energie Rinnovabili, Generazione Termoelettrica, Trading ed E-Solutions; (ii) *Paesi e Regioni*, cui è affidato il compito di gestire, nell'ambito di ciascuna area geografica 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 Global Business Lines. Paesi e Regioni sono suddivisi in: Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, Sud America, 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 in data odierna dalla stessa EY SpA specifica conferma scritta circa la sussistenza di tale requisito (secondo quanto previsto dall'art. 6, paragrafo 2, lett. a) del Regolamento (UE) n. 537/2014) 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. e) del decreto 39/2010 – circa

1280

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 di 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. 11 del Regolamento (UE) n. 537/2014, la Società di revisione EY SpA ha presentato in data odierna al Collegio Sindacale, con riferimento all'esercizio 2017, la "relazione aggiuntiva" sui risultati della revisione legale dei conti svolta, dalla quale non emergono difficoltà significative incontrate nel corso della revisione stessa, né carenze significative concernenti il sistema di controllo interno per l'informativa finanziaria e/o il sistema contabile di Enel. Il Collegio Sindacale ha provveduto a sua volta a trasmettere tale relazione al Consiglio di Amministrazione, secondo quanto previsto dall'art. 19, comma 1, lett. a) del decreto 39/2010.

La medesima Società di revisione non ha elaborato la lettera di suggerimenti (c.d. "management letter") riferita all'esercizio 2017;

- 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 principi 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 2017 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 principi 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 2017;
- 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 e attraverso la partecipazione di tutti i membri del Collegio Sindacale all'unica riunione di tale Comitato non tenuta in forma congiunta con il Collegio Sindacale. 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 2018, ha espresso una valutazione conforme sul punto e ha altresì riconosciuto, nel mese di novembre 2017, la compatibilità dei principali rischi connessi agli obiettivi strategici indicati nel Piano Industriale 2018-2022 con una gestione dell'impresa coerente con i medesimi obiettivi;
- abbiamo ricevuto nel corso del 2017 numerose denunce, che traevano spunto in larga prevalenza da articoli di stampa, tutte formulate da parte di un singolo azionista titolare di una sola azione e riferite a 11 fatti ritenuti censurabili da parte del medesimo azionista ai sensi dell'art. 2408 del codice civile. In proposito il Collegio Sindacale, effettuate le opportune

verifiche con il supporto della Funzione Audit e delle competenti strutture aziendali, non ha riscontrato irregolarità da segnalare e ha informato l'azionista interessato circa l'esito delle analisi svolte. Non sono invece pervenuti esposti a codesto Collegio Sindacale nel corso del 2017;

> 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 2017.

Si informa che, nei mesi di marzo e giugno 2017 nonché di marzo 2018, abbiamo avuto modo di verificare che il Consiglio di Amministrazione, nel valutare l'indipendenza dei propri componenti non esecutivi, ha correttamente applicato i criteri individuati nel Codice di Autodisciplina e il principio della prevalenza della sostanza sulla forma ivi indicato, avendo seguito a tal fine una procedura di accertamento trasparente, le cui caratteristiche sono descritte nella indicata Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari per l'esercizio 2017.

Nel corso dei mesi di marzo e settembre 2017 e, da ultimo, nel marzo 2018, codesto Collegio Sindacale ha inoltre proceduto alla cosiddetta "autovalutazione" dell'indipendenza dei propri componenti. In tali occasioni il Collegio Sindacale ha verificato, in capo al Presidente Sergio Duca e al Sindaco effettivo Romina Guglielmetti, il possesso dei requisiti di indipendenza previsti tanto dal Testo Unico della Finanza quanto dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori. Per quanto concerne il Sindaco effettivo Roberto Mazzei, il Collegio Sindacale ha avuto modo di accertare, nel mese di settembre 2017 e, da ultimo, nel marzo 2018, che egli, pur avendo perduto i requisiti di indipendenza previsti dal Codice di Autodisciplina con riferimento agli amministratori (a seguito dell'assunzione di un suo stretto familiare quale responsabile dell'unità Global Brand and Advertising Management presso la Funzione Comunicazione di Enel), continua a possedere le caratteristiche di indipendenza previste dal Testo Unico della Finanza con riguardo ai sindaci di società con azioni quotate;

> abbiamo vigilato sulla prima applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (d'ora in avanti, per brevità, indicato come il "decreto 254"), concernente la comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità da parte di talune imprese e gruppi di grandi dimensioni. Nello svolgimento di tale attività, abbiamo vigilato sull'adeguatezza del sistema organizzativo, amministrativo e di rendicontazione e controllo predisposto dalla Società al fine di consentire una corretta rappresentazione, nell'ambito della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario relativa all'esercizio 2017, dell'attività del Gruppo Enel, dei suoi risultati e dei suoi impatti con riguardo ai temi di natura non finanziaria richiamati dall'art. 3, comma 1 del decreto 254, non avendo osservazioni da formulare al riguardo. Si segnala che la Società di revisione EY SpA ha rilasciato, ai sensi dell'art. 3, comma 10 del decreto 254 e dell'art. 5 del Regolamento CONSOB n. 20267 del 18 gennaio 2018, l'attestazione circa la conformità delle informazioni fornite nella medesima Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario rispetto a quanto richiesto dalla normativa vigente;

> 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) 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), 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 2017.
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 2017 tale organismo è risultato composto da tre membri esterni dotati di specifiche competenze professionali in materia di organizzazione aziendale, nonché dai responsabili delle Funzioni Audit e Affari Legali e Societari; si segnala che nel mese di dicembre 2017 il Consiglio di Amministrazione ha rideterminato in tre il numero complessivo dei componenti l'organismo di vigilanza, alla luce della volontà manifestata dai responsabili delle Funzioni Audit e Affari Legali e Societari di rassegnare le proprie dimissioni dalla carica di componenti del medesimo organismo, giustificata dall'intento di valorizzare ulteriormente il ruolo dei componenti esterni al fine di assicurare piena autonomia e indipendenza all'operato dell'organismo stesso.
Il Collegio Sindacale ha ricevuto adeguate informazioni sulle principali attività svolte nel corso del 2017 da parte del citato organismo di vigilanza, anche in occasione di incontri svoltisi con i componenti del medesimo organismo; dall'esame di tali attività non è emersa evidenza di fatti e/o situazioni da menzionare nella presente relazione;

> nel corso dell'esercizio 2017 il Collegio Sindacale ha rilasciato i seguenti pareri:
  - un parere favorevole nella riunione del 30 gennaio 2017 in merito al Piano di Audit 2017, 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 13 luglio 2017, ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile, in merito alla misura dei compensi da riconoscere ai componenti dei vari Comitati costituiti nell'ambito del Consiglio di Amministrazione a seguito del rinnovo di tale ultimo organo da parte dell'Assemblea del 4 maggio 2017;
  - un parere favorevole, nella medesima riunione del 13 luglio 2017, sull'indennità di presenza da riconoscere in favore del Magistrato della Corte dei Conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria di Enel per la partecipazione alle adunanze degli organi sociali;
  - un parere favorevole nella riunione dell'8 novembre 2017, ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile, in merito al trattamento economico e normativo da riconoscere al Presidente del Consiglio di Amministrazione e all'Amministratore Delegato/Direttore Generale per il mandato 2017-2019;
  - un parere favorevole, nella medesima riunione dell'8 novembre 2017, in merito ai risultati esposti dalla Società di revisione EY SpA nella relazione sulle questioni fondamentali emerse in sede di revisione legale nel corso dell'esercizio 2016, 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;

> apposita informativa sugli emolumenti fissi e variabili maturati nel corso dell'esercizio 2017, 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, sarà contenuta nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 *ter* del Testo Unico della Finanza (secondo quanto previsto nella bozza di tale documento, di cui il Collegio Sindacale ha preso visione), che sarà sottoposta all'approvazione del Consiglio di Amministrazione, su proposta del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, e pubblicata nel rispetto dei termini di legge. Si dà atto che gli strumenti retributivi in questione sono allineati alla best practice, rispettando il principio del legame con adeguati obiettivi di performance, anche di natura non economica, e perseguendo l'obiettivo della creazione di valore per gli azionisti 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 effettuate, anche su scala internazionale, da una società di consulenza indipendente. Si fa infine presente che nella Relazione sulla remunerazione di cui all'art. 123 ter del Testo Unico della Finanza sarà contenuta, nel rispetto della normativa CONSOB di riferimento, apposita informativa sugli emolumenti maturati nel corso dell'esercizio 2017 da parte dei dirigenti con responsabilità strategiche.

L'attività di vigilanza è stata svolta dal Collegio Sindacale nell'esercizio 2017 nel corso di 22 riunioni (14 delle quali tenute in forma congiunta con il Comitato Controllo e Rischi), nonché con la partecipazione alle 15 riunioni del Consiglio di Ammi-

nistrazione e, collegialmente o per il tramite del Presidente, all'unica riunione del Comitato Controllo e Rischi non tenuta in forma congiunta con il Collegio Sindacale, alle 8 riunioni del Comitato per le Nomine e le Remunerazioni, alle 4 riunioni del Comitato Parti Correlate e alle 8 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 2017 in conformità a quanto proposto dal Consiglio di Amministrazione.

Roma, 17 aprile 2018

Il Collegio Sindacale

Presidente
Sergio Duca

Sindaco
Romina Guglielmetti

Sindaco
Roberto Mazzei

Relazione della Società di revisione sul Bilancio 2017 di Enel SpA

 1285

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 dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, 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 e dalle note di commento al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2017, 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.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00 sottoscritto e versato Euro 3.100.000,00 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

1286

Building a better working world

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Recuperabilità delle partecipazioni Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017 include tra le attività non correnti Partecipazioni per Euro 42.811 milioni. La Direzione valuta almeno annualmente la presenza di indicatori di *impairment* di ciascuna partecipazione, coerentemente con la propria strategia di gestione delle entità legali all'interno del gruppo e, qualora questi si manifestino, assoggetta ad *impairment test* tali attività. I processi e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna partecipazione sono basate su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, in particolare, all'identificazione di indicatori di *impairment*, alla previsione dei flussi di cassa futuri per il periodo di riferimento del Piano Industriale 2018-2022, alla determinazione dei flussi di cassa normalizzati alla base della stima del valore terminale e alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e dei tassi di attualizzazione. L'informativa di bilancio relativa alla recuperabilità delle partecipazioni è riportata alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione – Recuperabilità delle partecipazioni"* e alla nota 13. *"Partecipazioni"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi della procedura di *impairment* delle partecipazioni e dei relativi controlli posti in essere dalla Società; • l'analisi dei criteri di identificazione di indicatori di *impairment*; • l'analisi delle principali assunzioni del Piano Industriale 2018-2022 e dei relativi flussi di cassa futuri, incluso il confronto con dati e previsioni di settore; • l'analisi della coerenza delle previsioni dei flussi di cassa futuri di ciascuna partecipazione con il Piano Industriale 2018-2022; • la valutazione circa la capacità del management di formulare previsioni accurate, mediante confronto tra i dati storici consuntivati e le precedenti previsioni. Nello svolgimento delle verifiche ci siamo avvalsi dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione, al fine di verificare le metodologie utilizzate nel processo, l'accuratezza matematica del modello, la ragionevolezza dei tassi di crescita a lungo termine e del tasso di attualizzazione. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale 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 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla

data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2011 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2011 al 31 dicembre 2019.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4 del D.

Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio d'esercizio della Enel S.p.A. al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella 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 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 17 aprile 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Socio)

Relazione della Società di revisione sul Bilancio consolidato 2017 del Gruppo Enel

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 dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Enel S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Enel (il Gruppo), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, dal conto economico, dal prospetto del conto economico complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio consolidato che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017, 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.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Enel S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 3.100.000,00 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

1292

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Recuperabilità di attività non correnti Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 include tra le attività non correnti Immobili, impianti e macchinari pari a Euro 74.937 milioni, Attività immateriali pari a Euro 16.724 milioni e Avviamento pari a Euro 13.746 milioni. Gli amministratori hanno effettuato i test di *impairment* sul valore contabile iscritto alla data di bilancio delle unità generatrici di flussi di cassa indipendenti (CGU) che includono avviamento, attività immateriali a vita utile indefinita o altre attività non correnti che presentavano indicatori di *impairment*. Il processo seguito dal management e le modalità di valutazione e determinazione del valore recuperabile di ciascuna CGU sono basati su assunzioni a volte complesse che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, prevalentemente, alle previsioni dei flussi di cassa futuri propri di ogni CGU così come desumibili dal Piano Industriale 2018-2022 nonché alla determinazione dei tassi di crescita di lungo periodo e dei tassi di attualizzazione applicati a tali previsioni. In relazione a quanto sopra, assumono particolare rilevanza le ipotesi formulate dagli amministratori circa il futuro andamento degli scenari economici, tra cui l'andamento della domanda elettrica e del gas e dei relativi prezzi attesi, la disponibilità delle risorse rinnovabili nonché alcune variabili quali inflazione, tassi di cambio e tassi di interesse. In considerazione del giudizio richiesto e della complessità delle assunzioni utilizzate nella stima del valore recuperabile delle attività non correnti, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave per la revisione. L'informativa di bilancio relativa alla recuperabilità delle attività non correnti è riportata alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione - Recuperabilità di attività non correnti"*, alla nota 15. *"Immobili, impianti e macchinari"* e alla nota 20. *"Avviamento"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi della procedura di *impairment* delle suddette attività non correnti e dei relativi controlli posti in essere dal Gruppo; • l'analisi dei criteri di identificazione delle CGU e della riconciliazione dei valori contabili ad esse attribuiti con il bilancio consolidato; • l'analisi delle principali assunzioni del Piano Industriale 2018-2022 e dei relativi flussi di cassa futuri, incluso il confronto con dati e previsioni di settore; • l'analisi della coerenza delle previsioni dei flussi di cassa futuri di ciascuna CGU con il Piano Industriale 2018-2022; • la valutazione circa la capacità del management di formulare previsioni accurate, mediante confronto tra i dati storici consuntivati e le precedenti previsioni. Nello svolgimento delle verifiche ci siamo avvalsi dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione, al fine di verificare le metodologie utilizzate nel processo, l'accuratezza matematica del modello, la ragionevolezza dei tassi di crescita a lungo termine e del tasso di attualizzazione nonché l'esito delle analisi di sensitività effettuate dalla direzione. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Ricavi per vendite di energia elettrica e gas non ancora fatturate 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 ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica e gas erogati nell'esercizio ma non ancora fatturati. I ricavi afferenti il periodo tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime che considerano il consumo giornaliero del cliente, determinato principalmente in funzione del suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possano influire sullo stesso. In considerazione della complessità delle assunzioni utilizzate per stimare i ricavi di energia elettrica e gas erogati non ancora fatturati, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave della revisione. L'informativa di bilancio relativa ai ricavi rilevati nell'esercizio per vendite di energia elettrica e gas non ancora fatturate è riportata alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione - Uso di stime - Rilevazione dei ricavi"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di rilevazione dei ricavi di energia elettrica e gas e dei controlli chiave, compresi quelli relativi ai presidi informatici, posti in essere dalle società del Gruppo interessate; • la verifica degli algoritmi e dei dati utilizzati nei sistemi informatici dalle società del Gruppo interessate, eseguita anche con il supporto dei nostri specialisti in Information Technology; • le procedure di validità su un campione dei dati utilizzati dalla direzione per determinare i ricavi maturati, incluso il riscontro, ove applicabile, delle informazioni sulle quantità immesse in rete e rese disponibili dai trasportatori e dai distributori; • il confronto della stima rilevata in bilancio con i dati successivamente consuntivati. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Contenziosi Il Gruppo è parte in diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali collegati al normale svolgimento delle proprie attività, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale e che potrebbero generare passività di importo anche significativo. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti è basata su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli amministratori. Tale giudizio è da riferirsi, in particolare, alla valutazione delle incertezze connesse alla previsione degli esiti dei procedimenti e all'adeguatezza dell'informativa di bilancio; esso inoltre tiene conto degli elementi di valutazione acquisiti dalla funzione legale interna e dai consulenti legali esterni. In considerazione del giudizio richiesto, della significatività di tali contenziosi e della complessità del processo di valutazione, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave per la revisione. L'informativa di bilancio relativa ai contenziosi è contenuta alla nota 2. *"Principi contabili e criteri di valutazione - Uso di stime - Contenziosi"* e alla nota 49. *"Attività e passività potenziali"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di identificazione dei contenziosi legali e fiscali e dei procedimenti amministrativi in corso e dei relativi controlli posti in essere; • l'analisi critica delle assunzioni utilizzate nella valutazione dei rischi legali e fiscali predisposta dalle funzioni legale e fiscale del Gruppo; • la discussione con le funzioni legale e fiscale circa lo stato dei contenziosi maggiormente significativi e l'esame della principale documentazione ritenuta rilevante, anche con l'ausilio di nostri esperti in materia legale e fiscale; • l'ottenimento delle conferme esterne da parte dei consulenti legali e fiscali che assistono le diverse società del Gruppo interessate nonché l'esame delle stesse al fine di verificare la coerenza delle informazioni ottenute con la valutazione del rischio effettuata dalla direzione e dalle funzioni legale e fiscale. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Effetti della prima applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" A partire dal 1 gennaio 2018, il Gruppo applica il principio contabile internazionale IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti". Il nuovo principio introduce, tra l'altro, un nuovo quadro di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi in coerenza con il processo di trasferimento ai clienti del controllo sui beni e servizi forniti e per un ammontare che rifletta il corrispettivo atteso in cambio degli stessi. Il principio introduce, inoltre, nuovi criteri con riferimento alle distinte obbligazioni contrattuali ed alla combinazione delle stesse ai fini della rilevazione dei ricavi. In sede di prima applicazione di tale principio, il Gruppo ha ritenuto di avvalersi della facoltà di rilevare retroattivamente l'effetto cumulativo derivante dalla sua adozione come rettifica del saldo di apertura del patrimonio netto al 1 gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data; tale modalità di rilevazione non comporta la riesposizione dei dati finanziari dell'esercizio precedente. Il Gruppo ha individuato quali fattispecie più significative derivanti dall'applicazione di tale principio il differimento dei ricavi derivanti da taluni contratti di connessione alla rete elettrica e la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti. Le fattispecie indicate in precedenza comporteranno un decremento complessivo del patrimonio netto di Gruppo, al 1 gennaio 2018, di Euro 3,7 miliardi, al netto dell'effetto fiscale. In considerazione della significatività degli impatti attesi derivanti dall'applicazione del nuovo principio e dell'importanza della relativa informativa, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresentasse un aspetto chiave della revisione. L'informativa di bilancio relativa all'adozione del principio contabile IFRS 15 è contenuta alla nota 3. *"Principi contabili di recente emanazione - Principi contabili di futura applicazione"*.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: • l'analisi del processo di diagnostica posto in essere dalla direzione al fine di individuare le differenze rispetto ai precedenti standard contabili di riferimento nonché i relativi controlli chiave; • l'analisi delle informazioni raccolte dalla direzione presso le componenti italiane ed estere attraverso appositi questionari aventi la finalità di inventariare le diverse tipologie contrattuali e le relative caratteristiche qualificanti rispetto alle disposizioni del principio IFRS 15; • l'analisi delle casistiche identificate dalla direzione ad esito dell'ottenimento dei questionari sopra menzionati e il confronto con le prassi contabili del settore (benchmark); • l'analisi delle principali tipologie di contratti e dei contratti con i clienti più rilevanti per il Gruppo; • la verifica, con il metodo del campione, della corrispondenza delle informazioni raccolte dal Gruppo in merito ai contratti con i clienti, inclusi i relativi valori; • l'analisi del processo adottato dal Gruppo per la misurazione dei ricavi secondo il principio IFRS 15 con riferimento alle casistiche impattate dal nuovo principio e dei relativi controlli chiave; • la valutazione dell'appropriatezza del metodo di transizione al nuovo principio alla data di prima applicazione; • la verifica della completezza delle informazioni ottenute dalle componenti e la verifica dei calcoli degli effetti derivanti dalla prima applicazione del nuovo principio. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note di commento al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale 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 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Enel S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere

dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;

- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della Enel S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2011 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2011 al 31 dicembre 2019.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Building a better working world

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4 del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e le specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e) del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

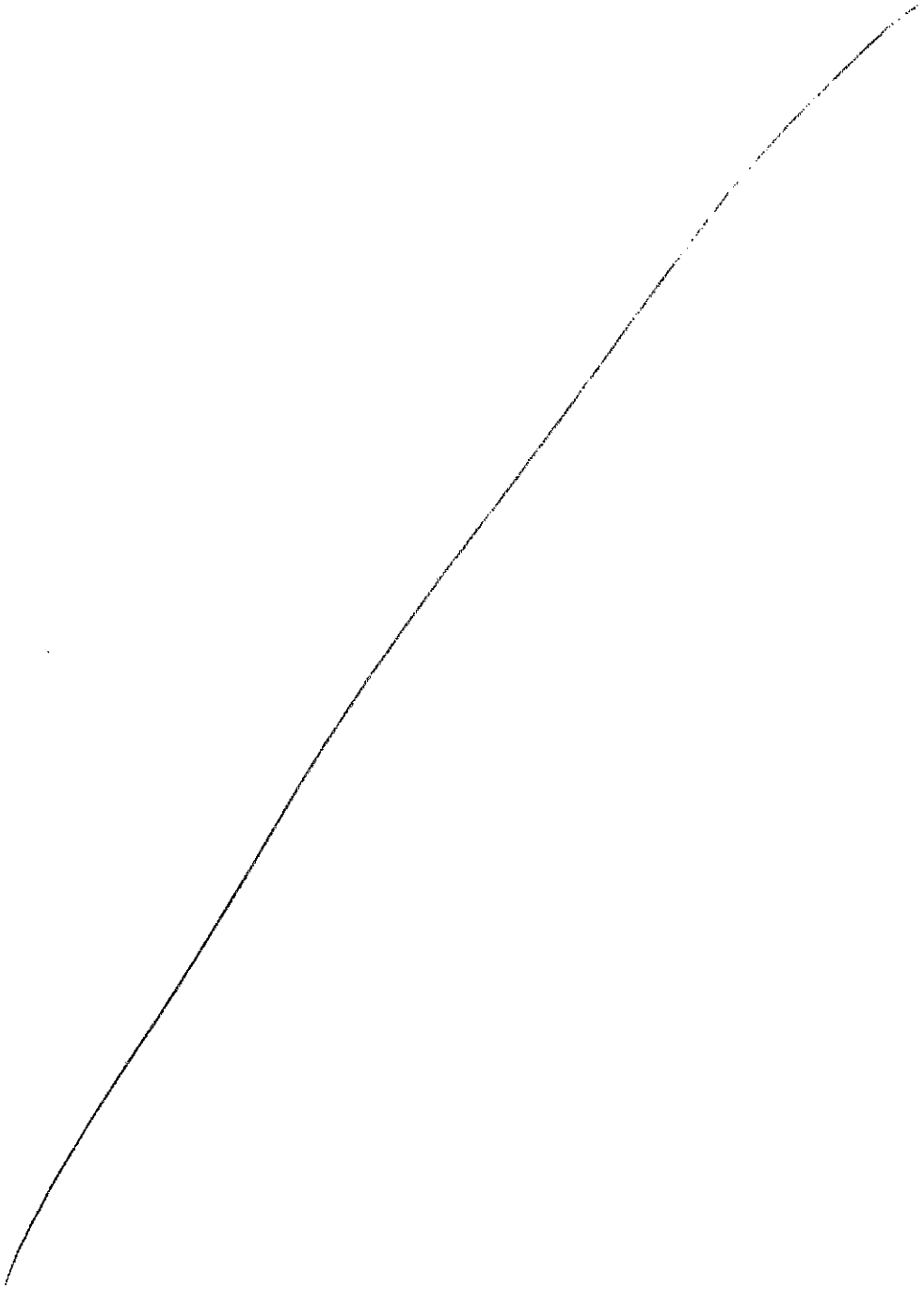
Gli amministratori della Enel S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 17 aprile 2018

EY S.p.A.

Massimo Antonelli
(Socio)



Convocazione dell'Assemblea ordinaria e straordinaria

L'Assemblea degli azionisti è convocata in sede ordinaria e straordinaria per il giorno 24 maggio 2018, in unica convocazione, alle ore 14:00, in Roma, presso il Centro Congressi Enel in viale Regina Margherita n. 125, per discutere e deliberare sul seguente

ORDINE DEL GIORNO

Parte ordinaria

1. Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017. Relazioni del Consiglio di Amministrazione, del Collegio Sindacale e della Società di revisione. Deliberazioni relative. Presentazione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 e della Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario relativa all'esercizio 2017.
2. Destinazione dell'utile d'esercizio e distribuzione di riserve disponibili.
3. Autorizzazione all'acquisto e alla disposizione di azioni proprie, previa revoca dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea ordinaria del 4 maggio 2017. Deliberazioni inerenti e conseguenti.
4. Adeguamento del corrispettivo per l'incarico di revisione legale dei conti riferito agli esercizi 2018 e 2019 in relazione a intervenute modifiche normative.
5. Piano 2018 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.
6. Relazione sulla remunerazione.

Parte straordinaria

1. Modifiche dello Statuto sociale: soppressione dell'art. 31 (clausola transitoria in materia di equilibrio tra i generi nella composizione del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale) e integrazione dell'art. 21 (facoltà per il Consiglio di Amministrazione di istituire nel proprio ambito Comitati con funzioni propositive e/o consultive).

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione
Patrizia Grieco

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 2017-2019 (illustrato alla comunità finanziaria nel mese di novembre 2016) prevede, con specifico riferimento ai risultati dell'esercizio 2017, la corresponsione agli azionisti di un ammontare pari all'importo più elevato tra 0,21 euro per azione e il 65% del risultato netto ordinario del Gruppo Enel realizzato nel medesimo esercizio, da corrispondere 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 dell'8 novembre 2017, 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 2017 pari a 0,105 euro per azione (per complessivi 1.067.501.394,33 euro), che è stato posto in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 24 gennaio 2018.

In considerazione dell'importo dell'acconto sul dividendo già distribuito e tenuto conto che l'utile netto ordinario di Gruppo relativo all'esercizio 2017 risulta pari a circa 3.709 milioni di euro (a fronte di un risultato netto di pertinenza del Gruppo pari a circa 3.779 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 0,132 euro per azione (per complessivi 1.342.001.752,87 euro), da mettere in pagamento nel mese di luglio 2018. In tal modo il dividendo complessivo relativo all'esercizio 2017 risulta ammontare a 0,237 euro per azione, per un importo di circa 2.410 milioni di euro e un pay-out del 65% riferito al risultato netto ordinario del Gruppo Enel, che risulta quindi essere più elevato rispetto al minimo di 0,21 euro per azione garantito dalla indicata politica dei dividendi.

Tenuto altresì conto che l'utile netto civilistico di Enel SpA relativo all'esercizio 2017 ammonta a circa 2.270 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 2017 è pari a circa 4.424 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

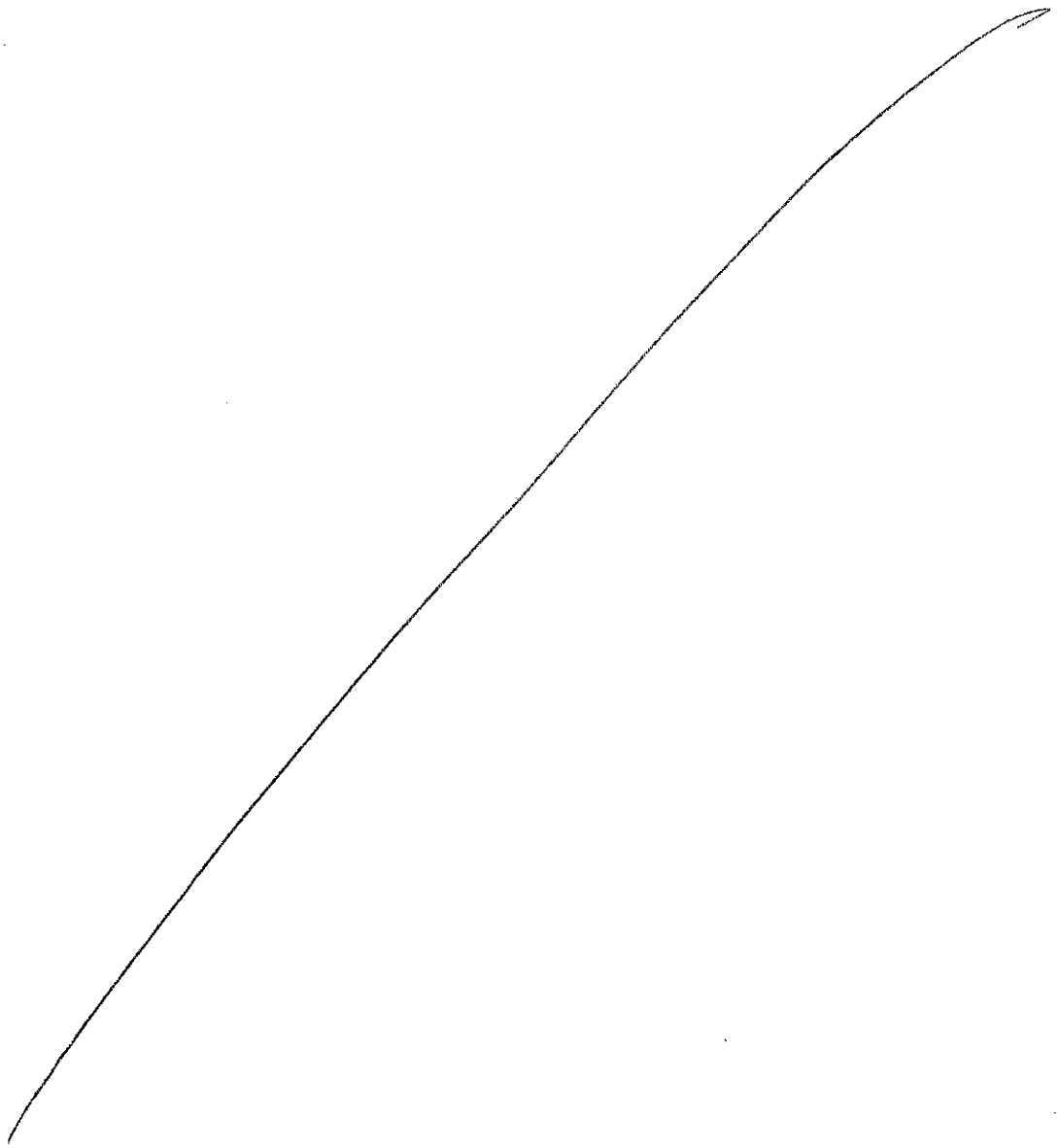
1. di destinare come segue l'utile netto dell'esercizio 2017 di Enel SpA, pari a 2.269.988.186,84 euro:
   - alla distribuzione in favore degli azionisti:
     0,105 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie risultate in circolazione alla data di "stacco cedola", a copertura dell'acconto sul dividendo messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018, previo stacco in data 22 gennaio 2018 della cedola n. 27 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 23 gennaio 2018, per un importo complessivo di 1.067.501.394,33 euro;

- 0,118 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 23 luglio 2018, data prevista per lo "stacco cedola", a titolo di saldo del dividendo, per un importo complessivo di 1.199.668.233,63 euro;

> a "utili accumulati" la parte residua dell'utile stesso, per un importo complessivo di 2.818.558,88 euro;

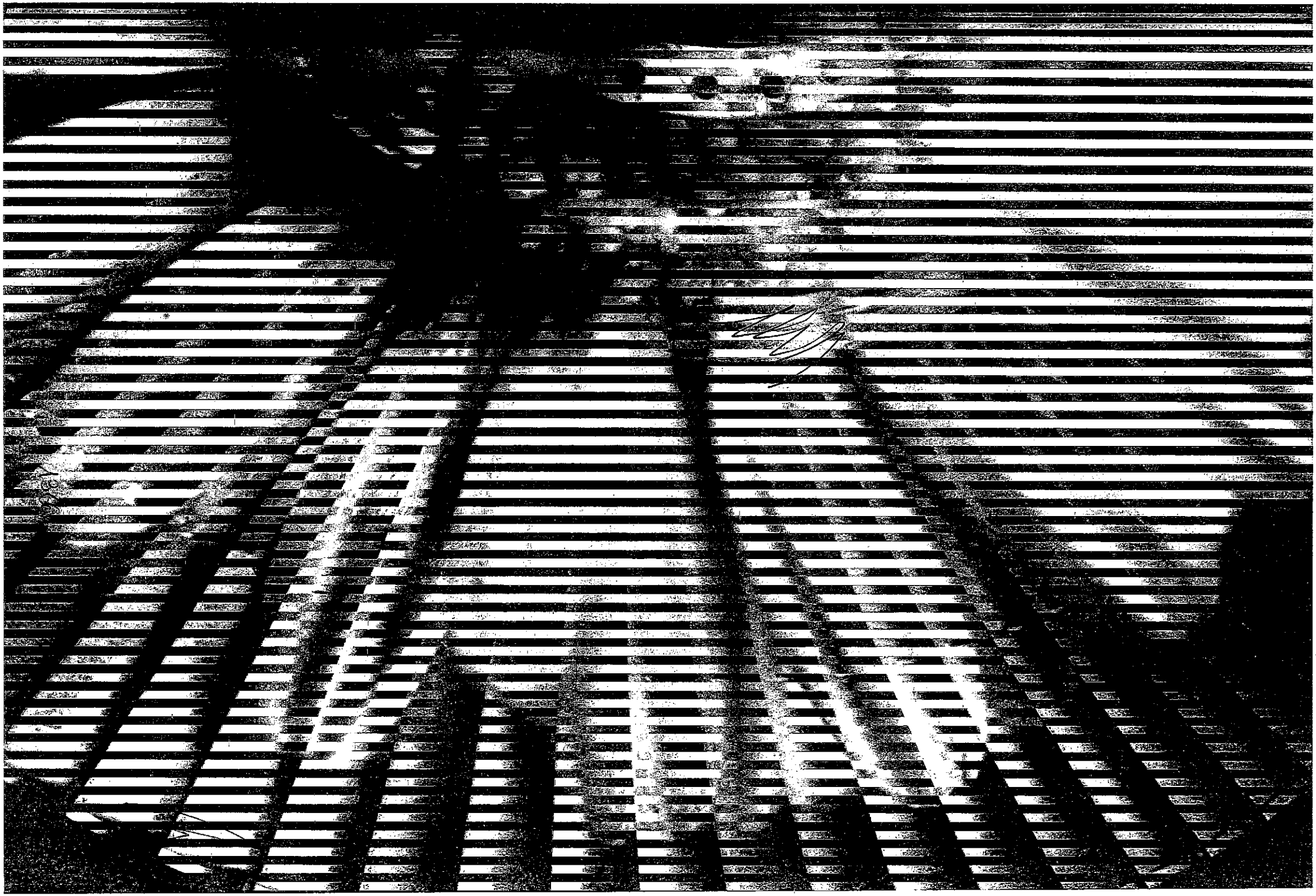
2. di destinare inoltre alla distribuzione in favore degli azionisti, sempre a titolo di saldo del dividendo, una parte della riserva disponibile denominata "utili accumulati" appostata nel bilancio di Enel SpA (ammontante al 31 dicembre 2017 a complessivi 4.424.283.417,19 euro), per un importo di 0,014 euro per ognuna delle 10.166.679.946 azioni ordinarie che risulteranno in circolazione il 23 luglio 2018, data prevista per lo "stacco cedola", per un importo complessivo di 142.333.519,24 euro;
3. di porre in pagamento, al lordo delle eventuali ritenute di legge, il saldo del dividendo complessivo di 0,132 euro per azione ordinaria – di cui 0,118 euro a titolo di distribuzione di parte dell'utile residuo dell'esercizio 2017 e 0,014 euro a titolo di parziale distribuzione della riserva disponibile denominata "utili accumulati" – a decorrere dal 25 luglio 2018, con "data stacco" della cedola n. 28 coincidente con il 23 luglio 2018 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 luglio 2018.



1304

06

Allegati



Imprese a partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2017

In conformità a quanto disposto dalla comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 e dall'art. 126 della deliberazione CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate da Enel SpA e a essa collegate al 31 dicembre 2017, 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	Holding			100,00%
Controllate									
(Cataldo) Hydro Power Associates	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Hydro Development Group Acquisition LLC Pyrites Hydro LLC	50,00% 50,00%	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%	65,00%
3Sun Srl	Catania	Italia	35.205.984,00	EUR	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Activation Energy Limited	-	Irlanda	100.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Ireland Limited	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%
Alba Energia Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	15.061.880,00	BRL	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Albany Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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%	100,00%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Alpe Adria Energia Srl	Udine	Italia	450.000,00	EUR	Progettazione, realizzazione e gestione di linee elettriche di interconnessione commerciale	Integrale	Enel Produzione SpA	100,00%	100,00%
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%
Annandale Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Aplacás 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%
Aragonesa de Actividades Energéticas SA	Teruel	Spagna	60.100,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II AIE	Tarragona	Spagna	19.232.400,00	EUR	Manutenzione e gestione operativa di centrali di produzione di energia elettrica	Joint operation	Endesa Generación SA	85,41%	59,87%
Athonet Smartgrid Srl	Bolzano	Italia	14.285,71	EUR	Ricerca, sviluppo e progettazione	Equity	Enel X 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%	51,00%
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 Energy India Private Limited	Gurugram (Haryana)	India	100.000,00	INR	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	BLP Energy Private Limited	100,00%	76,56%
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%	76,56%
Aysén Energía SA	Santiago	Cile	4.900.100,00	CLP	Attività elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Enel Generación Chile SA	99,00% 0,51%	18,54%
Aysén Transmisión SA	Santiago	Cile	22.388.000,00	CLP	Produzione e vendita di energia elettrica	Equity	Centrales Hidroeléctricas de Aysén SA Enel Generación Chile SA	99,00% 0,51%	18,54%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Azovskaya WPS Limited Liability Company	Mosca	Russia	10.000,00	RUB	-	Integrale	Enel Rus Wind Generation LLC	100,00%	56,43%
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. Sweetwater Hydroelectric LLC	10,00% 90,00%	100,00%
Baylio Solar SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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 (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	(Cataldo) Hydro Power Associates Enel Green Power North America Inc.	75,00% 25,00%	62,50%
BLP Energy Private Limited	New Delhi	India	50.000.000,00	INR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Development Srl	76,56%	76,56%
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%	76,56%
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%	76,56%
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%	76,56%
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%
Bondia Energia Ltda	Rio de Janeiro	Brasile	2.000.000,00	BRL	Sviluppo, progettazione, costruzione e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
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	Chi Idaho LLC Enel Green Power North America Inc.	68,00% 32,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%	
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%
Bungala One FinCo (Pty) Ltd	Sydney	Australia	1.000,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Operation Holding Trust	Sydney	Australia	100,00	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Operations (Pty) Ltd	Sydney	Australia	1.000,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Operations Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala One Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Property (Pty) Ltd	Sydney	Australia	1.000,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property Holding Trust	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala One Property Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Bungala One Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two FinCo (Pty) Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Bungala Two Property (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations Holding Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Operations (Pty) Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Operations Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Operations Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property Holding Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Green Power Bungala (Pty) Ltd	50,00%	50,00%
Bungala Two Property (Pty) Ltd	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%
Bungala Two Property Trust	Sydney	Australia	1,00	AUD	Energia rinnovabile	Equity	Bungala Two Property Holding (Pty) Ltd	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
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	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
Carbopego - Abastecimientos e Combustíveis SA	Abrantes	Portogallo	50.000,00	EUR	Fornitura di combustibili	Equity	Endesa Generación Portugal SA	0,01%	35,05%
							Endesa Generación SA	49,99%	
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%
Cascade Energy Storage LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
Castiblanco Solar SL	Valencia	Spagna	3.000,00	EUR	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%	
Central Costanera SA	Buenos Aires	Argentina	701.988.378,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA	75,68%	39,16%
Central Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	35.595.178.228,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA	0,25%	20,85%
							Inversora Dock Sud SA	69,99%	
Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	Caucaia	Brasile	151.940.000,00	BRL	Impianti di generazione termoelettrici	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,61%
Central Hidráulica Güejar-Sierra SL	Siviglia	Spagna	364.210,00	EUR	Gestione di impianti	Equity	Enel Green Power España SL	33,30%	23,34%
Central Térmica de Anllares AIE	Madrid	Spagna	595.000,00	EUR	Gestione di impianti	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%	9,80%
							Central Dock Sud SA	6,40%	
							Enel Generación El Chocón SA	33,20%	
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	Equity	Endesa Generación SA	23,57%	16,76%
							Nuclenor SA	0,69%	
Centrum Pre Vedu a Vyskum Sro	Kalné 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Champagne Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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%
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%	51,00%
Chisholm View II Holding LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Chisholm View Wind Project II LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chisholm View II Holding 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%
Cimarron Bend Assets LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Cimarron Bend Wind Project I LLC	49,00%	50,00%
							Cimarron Bend Wind Project II LLC	49,00%	
							Cimarron Bend Wind Project III LLC	1,00%	
							Enel Kansas LLC	1,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Preferred 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 Holdings I 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%
Codensa SA ESP	Bogotá DC	Colombia	13.514.515.800,00	COP	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	48,41%	25,07%
Cogeneración El Salto SL	Saragozza	Spagna	36.060,73	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	20,00%	14,02%
Cogent Energy Inc.	Delaware	USA	100.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
Comercializadora Eléctrica de Cádiz SA	Cadice	Spagna	600.000,00	EUR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	33,50%	23,48%
Compagnia Porto Di Civitavecchia SpA	Roma	Italia	24.372.000,00	EUR	Costruzione di infrastrutture portuali	Equity	Enel Produzione SpA	25,00%	25,00%
Compañía de Transmisión del Mercosur Ltda - CTM	Buenos Aires	Argentina	14.012.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel CIEN SA Enel SpA	100,00% 0,00%	51,61%
Compañía Energética Veracruz SAC	Lima	Perù	2.886.000,00	PEN	Progetti idroelettrici	Integrale	Enel Perú SAC	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 Produzione SpA	100,00%	100,00%
Coneross Power Corporation Inc.	Greenville (South Carolina)	USA	110.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Consolidated Hydro New Hampshire LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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 in liquidazione	Cadice	Spagna	200.000,00	EUR	Impianti eolici	Equity	Enel Green Power España SL	50,00%	35,05%
Construction Lab Ltd	Airport City	Israele	10.000,00	EUR	Attività legali	Integrale	Enel Innovation Hubs Srl	50,00%	50,00%
Copenhagen Hydro LLC	Wilmington (Delaware)	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
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%
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 Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
Dehesa de Los Guadalupes Solar SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Demand Energy Networks Inc.	Washington DC	USA	171.689,00	USD	Servizi	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	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 de Fuerzas Renovables S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	33.101.350,00	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	361.604.338,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	100,00%	100,00%
Dietrich Drop LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Distribuidora de Energía Eléctrica del Bages SA	Barcellona	Spagna	108.240,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Endesa Red SA	55,00%	70,10%
							Hidroeléctrica de Catalunya SL	45,00%	
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	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%	51,00%
Dolores Wind SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovabile SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Dominica Energía Limpia S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	279.282,24	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	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	Equity	Enel Kansas LLC	35,00%	50,00%

1315

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Drift Sand Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Drift Sand Wind Holdings LLC	100,00%	50,00%
e-distribuţie Banat SA	Timisoara	Romania	382.158.680,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
e-distribuţie Dobrogea SA	Costanza	Romania	280.285.560,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	51,00%	51,00%
e-distribuţie Muntenia SA	Bucarest	Romania	271.635.250,00	RON	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	78,00%	78,00%
e-distribuzione SpA	Roma	Italia	2.600.000.000,00	EUR	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Eastwood Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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 Diamond Vista Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	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	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
EGP Nevada Power LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	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%
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 Holdings II 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	Equity	EGPNA REP Wind 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
EGPNA Renewable Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Joint venture	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%
EL Paso Solar SAS ESP	Bogotá DC	Colombia	300.000.000,00	COP	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Colombia SAS ESP	100,00%	100,00%
Elcogas SA	Puertollano	Spagna	809.690,40	EUR	Produzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA Enel SpA	40,99% 4,32%	33,05%
Elcomex Solar Energy Srl	Costanza	Romania	4.590.000,00	RON	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Romania Srl Enel Green Power SpA	100,00% 0,00%	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%	35,05%
Electra Capital (RF) (Pty) Ltd	Johannesburg	Repubblica del Sudafrica	10.000.000,00	ZAR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	60,00%	60,00%
Eléctrica de Jafre SA	Girona	Spagna	165.876,00	EUR	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA Hidroeléctrica de Catalunya SL	52,54% 47,46%	70,10%
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	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 vendita di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,05%
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 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 in liquidazione	Milano	Italia	5.200.000,00	EUR	-	-	Enel SpA	10,00%	10,00%
eMotorWerks Inc.	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC 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
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 elettrica	Integrale	Empresa Eléctrica de Colina Ltda	0,10%	60,07%
							Enel Distribución Chile SA	99,90%	
Empresa Distribuidora Sur SA - Edesur	Buenos Aires	Argentina	898.590.000,00	ARS	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Distrilec Inversora SA	56,36%	37,34%
							Enel Argentina SA	43,10%	
Empresa Eléctrica de Colina Ltda	Santiago	Cile	82.222.000,00	CLP	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Distribución Chile SA	100,00%	60,07%
							Luz Andes Ltda	0,00%	
Empresa Eléctrica Panguipulli SA	Santiago	Cile	48.038.937,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,96%	100,00%
							Enel Green Power Latin America SA	0,04%	
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%	51,00%
Empresa Propietaria de La Red SA	Panama	Repubblica di Panama	58.500.000,00	USD	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	-	Enel SpA	11,11%	11,11%
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 de Arcos (Oeiras)	Portogallo	50.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Energía SA	0,20%	70,10%
							Endesa Generación SA	99,20%	
							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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Endesa Ingeniería SLU	Siviglia	Spagna	1.000.000,00	EUR	Servizi di ingegneria e consulenza	Integrale	Endesa Red SA	100,00%	70,10%
Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	Madrid	Spagna	89.999.790,00	EUR	Servizi	Integrale	Endesa 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	Gran Bretagna	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	Integrale	Enel Iberia Srl	70,10%	70,10%
Enel Alberta Wind Inc.	Calgary (Alberta)	Canada	16.251.021,00	CAD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	100,00%	100,00%
Enel Américas SA	Santiago	Cile	3.575.339.011.549,00	CLP	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	51,80%	51,80%
Enel Argentina SA	Buenos Aires	Argentina	514.530.000,00	ARS	Holding	Integrale	Enel Américas SA Gas Atacama Chile SA	99,88% 0,12%	51,74%
Enel Bella Energy Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	100,00%	100,00%
Enel Brasil SA	Rio de Janeiro	Brasile	6.276.994.956,09	BRL	Holding	Integrale	Enel Américas SA Enel Generación Perú SAA	97,73% 2,27%	51,61%
Enel Chile SA	Santiago	Cile	2.229.108.974.538,00	CLP	Holding. Produzione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	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%	51,61%
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 Ceará SA	Fortaleza	Brasile	615.946.885,77	BRL	Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	74,05%	38,22%
Enel Distribución Chile SA	Santiago	Cile	230.137.980.270,00	CLP	Holding. Distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Chile SA	99,09%	60,07%
Enel Distribución Perú SAA	Lima	Perù	636.563.900,00	PEN	Distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	83,15%	43,09%
Enel Distribución Rio SA	Rio de Janeiro	Brasile	2.498.230.386,65	BRL	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,79%	51,42%
Enel Distribuição Goiás	Goiás	Brasile	5.075.679.362,52	BRL	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investimentos SA	99,93%	51,57%
Enel Energia SpA	Roma	Italia	302.039,00	EUR	Vendita di gas e di energia elettrica	Integrale	Enel 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 Energía SA de Cv	Città del Messico	Messico	10.000,10	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	1,00%	
Enel Energie Muntenia SA	Bucarest	Romania	37.004.350,00	RON	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Investment Holding BV	78,00%	78,00%
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	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 El Chocón SA	Buenos Aires	Argentina	298.584.050,00	ARS	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA	8,67%	34,02%
							Hidroinvest SA	59,00%	
Enel Generación Perú SAA	Lima	Perù	2.545.960.353,20	PEN	Produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	83,60%	43,30%
Enel Generación Piura SA	Lima	Perù	73.982.594,00	PEN	Produzione di energia elettrica	Integrale	Enel Perú SAC	96,50%	49,99%
Enel Generación SA de Cv	Città del Messico	Messico	2.000.100,00	MXN	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	1,00%	
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 Global Thermal Generation Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Attività di consulenza imprenditoriale e altra consulenza amministrativo-gestionale e pianificazione aziendale	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power 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 SA	5,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	95,00%	
Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	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 Australia Trust	Sydney	Australia	100,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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	Integrale	Enel Green Power Latin America SA	0,01%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,99%	
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 Bungala (Pty) Ltd	Sydney	Australia	100,00	AUD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enel Green Power Bungala Trust	Sydney	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Australia (Pty) Ltd	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	6.433.983.585,00	BRL	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Brasil SA	99,75%	51,48%
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	842.086.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America SA	99,99%	100,00%
							Hydromac Energy Srl	0,01%	
Enel Green Power Colombia SAS ESP	Bogotá DC	Colombia	468.138.000,00	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%
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 Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power del Sur SpA (ex Parque Eólico Renaico SpA)	Santiago	Cile	353.605.313,37	USD	Produzione e vendita di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	100,00%	100,00%
							Enel Green Power Latin America SA	0,00%	
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 Brasil Participações Ltda	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Latin America SA	0,01%	
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%
Enel Green Power Ecuador SA	Quito	Ecuador	26.000,00	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Latin America SA	0,10%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,90%	
Enel Green Power Egypt SAE	Il 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Emiliana Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	177.500.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power España SL	Madrid	Spagna	11.152,74	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Endesa Generación SA	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 Germany GmbH	Monaco	Germania	25.000,00	EUR	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Global Investment BV	Amsterdam	Olanda	10.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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	Integrale	Enel Green Power SpA	98,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	2,00%	
Enel Green Power Hellas SA	Maroussi	Grecia	7.852.850,00	EUR	Holding. Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Supply AS	Maroussi	Grecia	600.000,00	EUR	Produzione, trasporto, vendita e trading di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	100,00%	100,00%
Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	Maroussi	Grecia	23.599.641,00	EUR	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Hellas SA	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 Norta Solar SA	Rio de Janeiro	Brasile	1.639.346,69	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,90%	99,90%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power Kenya Limited	Nairobi	Kenya	100.000,00	KES	Generazione, trasmissione, distribuzione, vendita e acquisto di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
Enel Green Power Latin America SA	Santiago	Cile	827.205.371,00	USD	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA	0,09%	100,00%
							Hydromac Energy Srl	99,91%	
Enel Green Power Maniçoba Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	70.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	1,00%	
Enel Green Power México S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	2.399.774.165,00	MXN	Holding	Integrale	Enel Green Power Latin America SA	0,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	100,00%	
Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	167.000.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	147.800.000,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	100,00%	100,00%
Enel Green Power Morocco SARLAU	-	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 Chapéu 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 Chapéu 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%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Perú SA	Lima	Perù	387.009.088,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Eléctrica Panguipulli SA Enel Green Power SpA	0,00% 100,00%	100,00%
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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power Projetos I SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	1.000,00	BRL	Operazioni di trading	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	61,61%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Il Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Romania Srl	Rusu de Sus (Nuşeni)	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 Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
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 Sannio	Roma	Italia	750.000,00	EUR	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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 Brasil Participações Ltda Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	99,00% 1,00%	100,00%
Enel Green Power SHU SAE	Il Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Singapore Pte Ltd	Singapore	Repubblica di 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 e gestione di impianti	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Enel Green Power Tacaicó Eólica SA	Rio de Janeiro	Brasile	125.765.000,00	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 Tefnut SAE	Il Cairo	Egitto	15.000.000,00	EGP	Progettazione, decisione, gestione, esercizio e manutenzione impianti di produzione di energia di tutti i tipi e le loro reti di distribuzione	Integrale	Enel Green Power Egypt SAE	100,00%	100,00%
Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	Instabul	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 Green Power Zambia Limited	Lusaka	Zambia	15.000,00	ZMW	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Green Power Africa Srl	99,00%	100,00%
							Enel Green Power RSA (Pty) Ltd	1,00%	
Enel Iberia Srl	Madrid	Spagna	336.142.500,00	EUR	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Innovation Hubs Srl	Roma	Italia	1.000.000,00	EUR	Ingegneria civile e meccanica, sistemi idrici	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Insurance NV	Amsterdam	Olanda	60.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Investimentos SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	3.868.678.819,00	BRL	Holding	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,61%
Enel Investment Holding BV	Amsterdam	Olanda	1.593.050.000,00	EUR	Holding	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 M@P Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Servizi di misurazione, telegestione e connettività mediante comunicazione su rete elettrica	Integrale	Enel 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 X Italia 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 Perú SAC	Lima	Perù	5.361.789.105,00	PEN	Holding	Integrale	Enel Américas SA	100,00%	51,80%
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 Rinnovabile SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia	Integrale	Enel Green Power Global Investment BV	99,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	1,00%	
Enel Romania SA	Judetul Ilfov	Romania	200.000,00	RON	Servizi alle imprese	Integrale	Enel Investment Holding BV	100,00%	100,00%
Enel Rus Wind Generation LLC	Mosca	Russia	350.000,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Enel Russia PJSC	Ekaterinburg	Russia	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 and 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-distribuţie Banat SA	50,00%	51,00%
							e-distribuţie Dobrogea SA	50,00%	
Enel Sole Srl	Roma	Italia	4.600.000,00	EUR	Impianti e servizi di pubblica illuminazione	Integrale	Enel X Srl	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 Brasil Participações Ltda	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,01%	
Enel Soluções SA	Rio de Janeiro	Brasile	15.733.466,45	BRL	Attività elettrica	Integrale	Central Geradora Termelétrica Fortaleza SA	0,01%	51,61%
							Enel Brasil SA	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel Trading Argentina Srl	Buenos Aires	Argentina	14.010.014,00	ARS	Commercializzazione di energia elettrica	Integrale	Enel Américas SA	55,00%	51,78%
							Enel Argentina SA	45,00%	
Enel Trading North America LLC	-	USA	10.000.000,00	USD	Operazioni di trading	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Enel X Canada Inc.	Vancouver	Canada	1.000,00	CAD	Holding	Integrale	EnerNOC Ltd	100,00%	100,00%
Enel X International Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Attività delle società di partecipazione (holding)	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Italia SpA	Roma	Italia	200.000.000,00	EUR	Upstream gas	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Mobility Srl	Roma	Italia	100.000,00	EUR	Attività nel settore della mobilità elettrica	Integrale	Enel X Srl	100,00%	100,00%
Enel X Srl	Roma	Italia	1.050.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.Factor SpA	Roma	Italia	12.500.000,00	EUR	Factoring	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
Enel.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 SA	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	6.463.000,00	PEN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Empresa Eléctrica Panguipulli SA	0,00%	100,00%
							Enel Green Power Perú SA	100,00%	
Energía Eléctrica del Ebro SA (Sociedad Unipersonal)	Tarragona	Spagna	96.160,00	EUR	Generazione 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Energía Limpia de Amistad S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	296.822,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	0,01%	
Energía Limpia de Palo Alto S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	673.583.489,00	MXN	Produzione di energia elettrica de fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	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%	25,00%
Energía Nueva de Iguu S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	51.879.307,00	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 Guatemala SA	0,04%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,96%	
Energía y Servicios South America SpA	Santiago	Cile	1.000.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
Energías Alternativas del Sur SL	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	546.919,10	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	18.600.000,00	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Energy Response Holdings (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	630.451,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Australia (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
Enerlive Srl	Roma	Italia	6.520.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Maicor Wind Srl	100,00%	100,00%
EnerNOC Australia (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	1.937.248,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Brasil Gerenciamento de Energia	San Paolo	Brasile	117.240,00	BRL	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Ireland Holding Limited	0,00%	
EnerNOC Energy Intelligence Software Private Limited	Marathon Chamber - A	India	20.000.000,00	INR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc. EnTech Utility Service Bureau Inc.	50,00% 50,00%	100,00%
EnerNOC Federal LLC	Delaware	USA	5.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC GmbH	Darmstadt	Germania	25.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Inc.	Delaware	USA	1.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel X International Srl	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Holding Limited	-	Irlanda	100.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ireland Ltd	-	Irlanda	100.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Ireland Holding Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC Japan K.K.	Tokyo	Giappone	13.200,00	JPY	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	60,00%	60,00%
EnerNOC Korea Ltd	Seul	Korea	120.000,00	KRW	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC Ltd	Oakville	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnerNOC New Zealand Ltd	Wellington	Nuova Zelanda	313.606,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC Polska sp Z oo	Varsavia	Polonia	100,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Ireland Holding Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	9.880,00	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC Taiwan Ltd	Taipei City	Taiwan	44.776.120,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Ireland Holding Ltd	67,00%	67,00%
EnerNOC UK II Ltd	Londra	Gran Bretagna	1.000,00	GBP	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC UK Ltd	100,00%	100,00%
EnerNOC UK Ltd	Londra	Gran Bretagna	100.000,00	GBP	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
EnTech (China) Information Technology Co Ltd	-	Cina	1.500,00	EUR	Energia rinnovabile	Equity	EnerNOC UK II Ltd	50,00%	50,00%
EnTech Utility Service Bureau Inc.	Delaware	USA	1.500,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
Eólica del Noroeste SL	La Coruña	Spagna	36.100,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti	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%
Eólica Fazenda Nova - Geração e Comercialização de Energia SA	Niterói (Rio de Janeiro)	Brasile	7.859.906,00	BRL	Impianti eolici	Integrale	Enel Brasil SA	100,00%	51,58%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	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	1.768.000,00	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%
Empresa Energía SA	Cadice	Spagna	2.500.000,00	EUR	Fornitura di energia elettrica	Equity	Endesa Red SA	50,00%	35,05%
Erdwärme Oberland GmbH	Monaco	Germania	154.011,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	85,17%	85,17%
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 Santo Domingo de Luna SA	Saragozza	Spagna	100.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	51,00%	35,75%
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%
Florence Hills LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Fowler Hydro 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
Fulcrum LLC	Boise (Idaho)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	EGPNA REP Hydro Holdings LLC	100,00%	50,00%
Furatena Solar 1 SLU	Siviglia	Spagna	3.000,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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 Chile SA	2,63%	37,00%
							Enel Generación Chile SA	97,37%	
Gas y Electricidad Generación SAU	Palma de Mallorca	Spagna	213.775.700,00	EUR	Produzione di energia elettrica	Integrale	Endesa Generación SA	100,00%	70,10%
Gasoducto Atacama Argentina SA	Santiago	Cile	208.173.124,00	USD	Trasporto di gas naturale	Integrale	Enel Generación Chile SA	0,03%	37,00%
							Gas Atacama Chile SA	99,97%	
Gasoducto Atacama Argentina SA Sucursal Argentina	Buenos Aires	Argentina	-	ARS	Trasporto di gas naturale	Integrale	Gasoducto Atacama Argentina SA	100,00%	37,00%
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 Guatemala SA	1,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,00%	
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 Panama	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 Guatemala SA	0,01%	100,00%
							Enel Green Power SpA	99,99%	
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%
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%
Geotérmica del Norte SA	Santiago	Cile	326.577.419.702,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	84,59%	84,59%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Global Energy Partners Inc.	Delaware	USA	100.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
Global Energy Partners LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Global Energy Partners Inc.	100,00%	100,00%
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 Romania Srl	100,00%	100,00%
							Enel Green Power SpA	0,00%	
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%	51,00%
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%
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	Integrale	Enel Américas SA	41,94%	50,06%
							Enel Argentina SA	54,76%	
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%
High Street Corporation (Pty) Ltd	Melbourne	Australia	-	AUD	Energia rinnovabile	Integrale	Energy Response Holdings (Pty) Ltd	100,00%	100,00%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
HillTopper Wind Holdings LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	70,00%	70,00%
HillTopper Wind Power LLC	Dover (Delaware)	USA	-	USD	Operator Wind	Integrale	HillTopper Wind Holdings LLC	100,00%	70,00%
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	6.000,00	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	65,85%	65,85%
Hydromac Energy Srl	Roma	Italia	18.000,00	EUR	Holding	Integrale	Enel Green Power SpA	100,00%	100,00%
I-EM Srl	Torino	Italia	28.571,43	EUR	Progettazione e sviluppo	Equity	Enel X Srl	30,00%	30,00%
Ingendesa do Brasil Ltda em liquidação	Rio de Janeiro	Brasile	500.000,00	BRL	Progettazione, lavori di ingegneria e consulenza	Integrale	Enel Generación Chile SA Gas Atacama Chile SA	1,00% 99,00%	36,99%
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	Integrale	Endesa SA	100,00%	70,10%
International Multimedia University Srl in fallimento	Roma	Italia	24.000,00	EUR	Formazione	-	Enel Italia Srl	13,04%	13,04%
Inversora Codensa SAS	Bogotá DC	Colombia	5.000.000,00	COP	Trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Codensa SA ESP	100,00%	25,07%
Inversora Dock Sud SA	Buenos Aires	Argentina	241.490.000,00	ARS	Holding	Integrale	Enel Américas SA	57,14%	29,60%
Isamu Ikeda Energia SA	Rio de Janeiro	Brasile	61.474.476,77	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%
JuiceNet GmbH	Berlino	Germania	25.000,00	EUR	Energia rinnovabile	Integrale	eMotorWerks Inc.	100,00%	100,00%
JuiceNet Ltd	Londra	Gran Bretagna	1,00	GBP	-	Integrale	eMotorWerks Inc.	100,00%	100,00%
Julia Hills 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
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 Eolico Enerji Elektric Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Instabul	Turchia	9.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	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%
Kingston Energy Storage LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	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%
Kino Contractor SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kino Facilities Manager SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%
Kirklareli Eolïko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Instabul	Turchia	5.250.000,00	TRY	-	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Kongul Enerji Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi	Instabul	Turchia	125.000.000,00	TRY	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
Kromschroeder SA	Barcellona	Spagna	627.126,00	EUR	Servizi	Equity	Endesa Medios y Sistemas SL (Sociedad Unipersonal)	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%	51,00%
Lake Pulaski Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Land Run Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Lawrence Creek Solar LLC	Minnesota	USA	-	USD	-	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Lindahl Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Wind 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
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	Little Elk Wind Holdings 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%
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%
LLC Azovskaya VES	Mosca	Russia	10.000,00	RUB	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Lone Pine Wind Inc.	-	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
Lone Pine Wind Project LP	-	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Canada Inc.	10,00%	10,00%
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	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
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 Chile SA Enel Distribución Chile SA	0,10% 99,90%	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%
Marudhar Wind Energy Private Ltd	Gurgaon	India	100.000,00	INR	Trasmissione, distribuzione e vendita di energia elettrica	Integrale	BLP Energy Private Limited	99,00%	75,79%
Más Energía S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	99,00% 1,00%	100,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	181.728.901,00	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	Operatore di mercato del 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%
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%
Montrose Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
Navalvillar Solar SL	Valencia	Spagna	3.000,00	EUR	Fotovoltaico	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Ngonye Power Company Ltd	Lusaka	Zambia	10.000,00	ZMW	Vendita di energia elettrica	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	Impianti nucleari	Equity	Endesa Generación SA	50,00%	35,05%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Nuove Energie Srl	Porto Empedocle	Italia	5.204.028,73	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%
NYC Storage (353 Chester) SPE LLC	Wilmington (Delaware)	USA	1,00	USD	-	Integrale	Demand Energy Networks Inc.	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	Russia	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, manutenzione e riparazione di impianti elettronici	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 Eolİko Enerji Elektrik Üretim ve Ticaret Anonim Şirketi	Instabul	Turchia	11.250.000,00	TRY	-	Integrale	Enel Green Power Turkey Enerji Yatirimlari Anonim Şirketi	100,00%	100,00%
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	Città del Capo	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.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%
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 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%
Parc Eòlic Los 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Amistad II SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovable SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad III SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovable SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Amistad IV SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Rinnovable SA de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
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 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 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%
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	6.983.977,00	BRL	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Desenvolvimento Ltda	0,01%	
Parque Eólico Farlan SL	Madrid	Spagna	3.006,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Parque Eólico Finca de Mogán SA	Las Palmas de Gran Canaria	Spagna	3.810.340,00	EUR	Costruzione e gestione di impianti	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	Integrale	Enel Green Power España SL	75,50%	52,93%
Parque Eólico Muniesa SL	Madrid	Spagna	3.006,00	EUR	Impianti eolici	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Parque Eólico Taltal SA	Santiago	Cile	20.878.010.000,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Latin America SA	0,01%	
Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Santiago	Cile	566.096.564,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	99,99%	100,00%
							Enel Green Power Latin America SA	0,01%	
Parque Salitrillos SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	100,00%
							Hidroelectricidad del Pacífico S de RL de Cv	1,00%	
Parque Solar Cauchari IV SA	San Salvador de Jujuy	Argentina	500.000,00	ARS	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Argentina SA	95,00%	100,00%
							Enel Green Power Latin America SA	5,00%	
Parque Talinay Oriente SA	Santiago	Cile	66.092.165.171,00	CLP	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Chile Ltda	61,37%	95,94%
							Enel Green Power SpA	34,57%	
Paynesville Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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%
PH Chucas SA	San José	Costa Rica	100.000,00	CRC	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power Costa Rica SA	40,31%	65,00%
							Enel Green Power SpA	24,69%	
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Pincher Creek LP	Alberta (Canada)	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
Pine Island Distributed Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Aurora Distributed Solar LLC	100,00%	51,00%
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	3.088.398,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Productor Regional de Energía Renovable SA	Valladolid	Spagna	710.500,00	EUR	Sviluppo e costruzione di impianti	Integrale	Enel Green Power España SL	100,00%	70,10%
Productora de Energías SA	Barcellona	Spagna	30.050,00	EUR	Impianti idroelettrici	Equity	Enel Green Power España SL	30,00%	21,03%
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	89.708.835,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv	99,99%	99,99%
Proyecto Almería Mediterráneo SA	Madrid	Spagna	601.000,00	EUR	Desalinizzazione e fornitura di acqua	Equity	Endesa SA	45,00%	31,55%
Proyecto Solar Don José SA de Cv	Città del Messico	Messico	100,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	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	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Guatemala SA	1,00%	100,00%
							Enel Green Power México S de RL de Cv	99,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Proyectos de Energía Sol y Viento 1 SA de Cv	Città del Messico	Messico	147.376.734,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 2 SA de Cv	Città del Messico	Messico	288.584.564,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 3 SA de Cv	Città del Messico	Messico	324.082.368,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 4 SA de Cv	Città del Messico	Messico	116.428.613,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 5 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 6 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 7 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Proyectos de Energía Sol y Viento 8 SA de Cv	Città del Messico	Messico	139,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
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	Integrale	Enel Green Power Latin America SA	0,10%	100,00%
							Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	99,90%	
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 e sviluppo	Equity	Slovenské elektrárne AS	49,00%	16,17%
Red Centroamericana de Telecomunicaciones SA	Panama	Repubblica di Panama	2.700.000,00	USD	Telecomunicazioni	-	Enel SpA	11,11%	11,11%
Red Dirt Wind Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Red Dirt Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Red Dirt Wind Holdings I LLC	30,00%	100,00%
							Red Dirt Wind Holdings LLC	70,00%	
Retfinskaya GRES	Reftinskiy	Russia	10.000,00	RUB	Produzione e vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
Reftinskaya GRES Limited Liability Company	Asbest	Russia	10.000,00	RUB	-	Integrale	Enel Russia PJSC	100,00%	56,43%
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%	
Riverview LP	Alberta	Canada	-	CAD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Alberta Wind Inc.	99,00%	100,00%
							Enel Green Power Canada Inc.	1,00%	
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 Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Holdings LLC	-	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGPNA Preferred Holdings II LLC	100,00%	100,00%
Rock Creek Wind Project LLC	Clayton (California)	USA	-	USD	Holding	Integrale	Rock Creek Wind Holdings I LLC	30,00%	100,00%
							Rock Creek Wind Holdings LLC	70,00%	

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Rocky Caney Holdings LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	100,00%	20,00%
Rocky Caney Wind LLC	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Enel Kansas LLC	100,00%	20,00%
Rocky Ridge Wind Project LLC	Oklahoma City (Oklahoma)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Equity	Rocky Caney Wind LLC	100,00%	20,00%
RusEnergoSbyt LLC	Mosca	Russia	2.760.000,00	RUB	Trading di energia elettrica	Equity	Enel Investment Holding BV	49,50%	49,50%
RusEnergoSbyt Siberia LLC	Krasnoyarskiy Kray	Russia	4.600.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Equity	RusEnergoSbyt LLC	50,00%	24,75%
RusEnergoSbyt Yaroslavl	Yaroslavl	Russia	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 - Edesur	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	Russia	10.571.300,00	RUB	Servizi nel settore energetico	Integrale	Enel Russia PJSC	99,99%	56,43%
							OGK-5 Finance LLC	0,01%	
Santo Rostro Cogeneración SA	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 s.r.o.	Kalná nad Hronom	Slovacchia	200.000,00	EUR	Servizi	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Seguidores Solares Planta 2 SL	Murcia	Spagna	3.010,00	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	Enel Green Power Guatemala SA	0,01%	100,00%
							Energía Nueva Energía Limpia México S de RL de Cv	99,99%	
Servizio Elettrico Nazionale SpA	Roma	Italia	10.000.000,00	EUR	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel SpA	100,00%	100,00%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Sierra Energy Storage LLC	Camden (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	EGP Energy Storage Holdings LLC	51,00%	51,00%
SIET - Società Informazioni Esperienze Termoidrauliche SpA	Piacenza	Italia	697.820,00	EUR	Studi, progetti e ricerche in campo termotecnico	Equity	Enel Innovation Hubs 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%
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	Equity	Enel Produzione SpA	50,00%	50,00%
Slovenské elektrárne AS	Bratislava	Slovacchia	1.269.295.724,66	EUR	Produzione di energia elettrica	-	Slovak Power Holding BV	66,00%	33,00%
Slovenské elektrárne Česká republika s.r.o.	Praga	Repubblica Ceca	3.000,00	CZK	Fornitura di energia elettrica	Equity	Slovenské elektrárne AS	100,00%	33,00%
Smart P@Per SpA	Potenza	Italia	2.184.000,00	EUR	Servizi	-	Servizio Elettrico Nazionale SpA	10,00%	10,00%
Smoky Hill Holdings II LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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	19.969.032,26	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	Enel Chile SA	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%	35,06%
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 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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%
Sona Enerji Üretim Anonim Şirketi	Instabul	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%
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%
Stillman Valley Solar LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stillwater Woods Hill Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Stipa Nayaá SA de Cv	Città del Messico	Messico	1.811.016.348,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power México S de RL de Cv Enel Green Power Partecipazioni Speciali Srl	55,21% 40,16%	95,37%
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 vendita 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%
Sundance East Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Sundance Wind Project LLC	100,00%	100,00%
Sundance Interconnect LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Land Run Wind Project LLC Sundance East Wind Project LLC	50,00% 50,00%	100,00%
Sundance Wind Project LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
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	-	Enel F2i Solare Italia SpA	100,00%	50,00%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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 de Arcos (Oeiras)	Portogallo	5.025.000,00	EUR	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Equity	Endesa Generación SA	43,75%	30,67%
Tenedora de Energía Renovable Sol y Viento SAPI de Cv	Città del Messico	Messico	1.359.424.561,00	MXN	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power SpA	99,00%	100,00%
							Energía y Servicios South America SpA	1,00%	
Teploprogress OJSC	Sredneuralsk	Russia	128.000.000,00	RUB	Vendita di energia elettrica	Integrale	Enel Russia PJSC	60,00%	33,86%
Termoeléctrica José de San Martín SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di impianti	Equity	Central Costanera SA	5,33%	8,80%
							Central Dock Sud SA	1,42%	
							Enel Generación El Chocón SA	18,85%	
Termoeléctrica Manuel Belgrano SA	Buenos Aires	Argentina	500.000,00	ARS	Costruzione e gestione di impianti	Equity	Central Costanera SA	5,33%	8,80%
							Central Dock Sud SA	1,42%	
							Enel Generación El Chocón SA	18,85%	
Termotec Energía AIE in liquidazione	Valencia	Spagna	481.000,00	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	45,00%	31,55%
Texkan Wind LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Texkan Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Holdings LLC	Delaware	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Enel Kansas LLC	100,00%	100,00%
Thunder Ranch Wind Project LLC	Delaware	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Thunder Ranch Wind Holdings I LLC	30,00%	100,00%
							Thunder Ranch Wind Holdings LLC	70,00%	
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	26.887,96	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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
Transmisora de Energía Renovable SA	Città del Guatemala	Guatemala	233.561.800,00	GTQ	Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili	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 - TESA	Buenos Aires	Argentina	100.000,00	ARS	Produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica	Integrale	Enel Argentina SA	0,00%	51,61%
							Enel CIEN SA	100,00%	
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 Energy Inc.	Delaware	USA	5.000,00	USD	Energia rinnovabile	Integrale	EnerNOC Inc.	100,00%	100,00%
Triton Power Company	New York (New York)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Enel Green Power North America Inc.	2,00%	100,00%
							Highfalls Hydro Company Inc.	98,00%	
Tsar Nicholas LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	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%
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%
Tynemouth Energy Storage Limited	Londra	Gran Bretagna	2,00	GBP	Servizi	Integrale	Enel SpA	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	624.139.000,00	CZK	Ricerca e sviluppo	Equity	Slovenské elektrárne AS	27,77%	9,17%
Vektör Enerji Üretim Anonim Şirketi	Instabul	Turchia	3.500.000,00	TRY	Costruzione di impianti e 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
Vientos del Altiplano S de RL de Cv	Città del Messico	Messico	751.623.040,00	MXN	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	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	Posseduta per la vendita	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 Hydro 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%	51,00%
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%	51,00%
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%	51,00%
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%
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 Parks Anatolis - Prinias SA	Maroussi	Grecia	1.168.188,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	728.648,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Kerasias SA	Maroussi	Grecia	895.990,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Milias SA	Maroussi	Grecia	994.774,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia SA	100,00%	100,00%
Wind Parks of Mitikas SA	Maroussi	Grecia	732.639,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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	585.467,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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	807.490,00	EUR	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Posseduta per la vendita	Enel Green Power Hellas Wind Parks of South Evia 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%
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%
Windlife Kola Vetro LL1 Limited Liability Company	Murmansk	Russia	10.000,00	RUB	-	Integrale	Enel Rus Wind Generation LLC	100,00%	56,43%
Winter's Spawn LLC	Minneapolis (Minnesota)	USA	-	USD	Produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile	Integrale	Chi Minnesota Wind LLC	51,00%	51,00%
Woods Hill Solar LLC	Wilmington (Delaware)	USA	-	USD	Energia rinnovabile	Integrale	Stillwater Woods Hill Holdings LLC	100,00%	100,00%
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%

Denominazione sociale	Sede legale	Nazione	Capitale sociale	Valuta	Attività	Metodo di consolidamento	Detenuta da	% di possesso	% di possesso del Gruppo
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	Almería	Spagna	234.394,72	EUR	Cogenerazione di energia elettrica e termica	-	Enel Green Power España SL	40,00%	28,04%

07

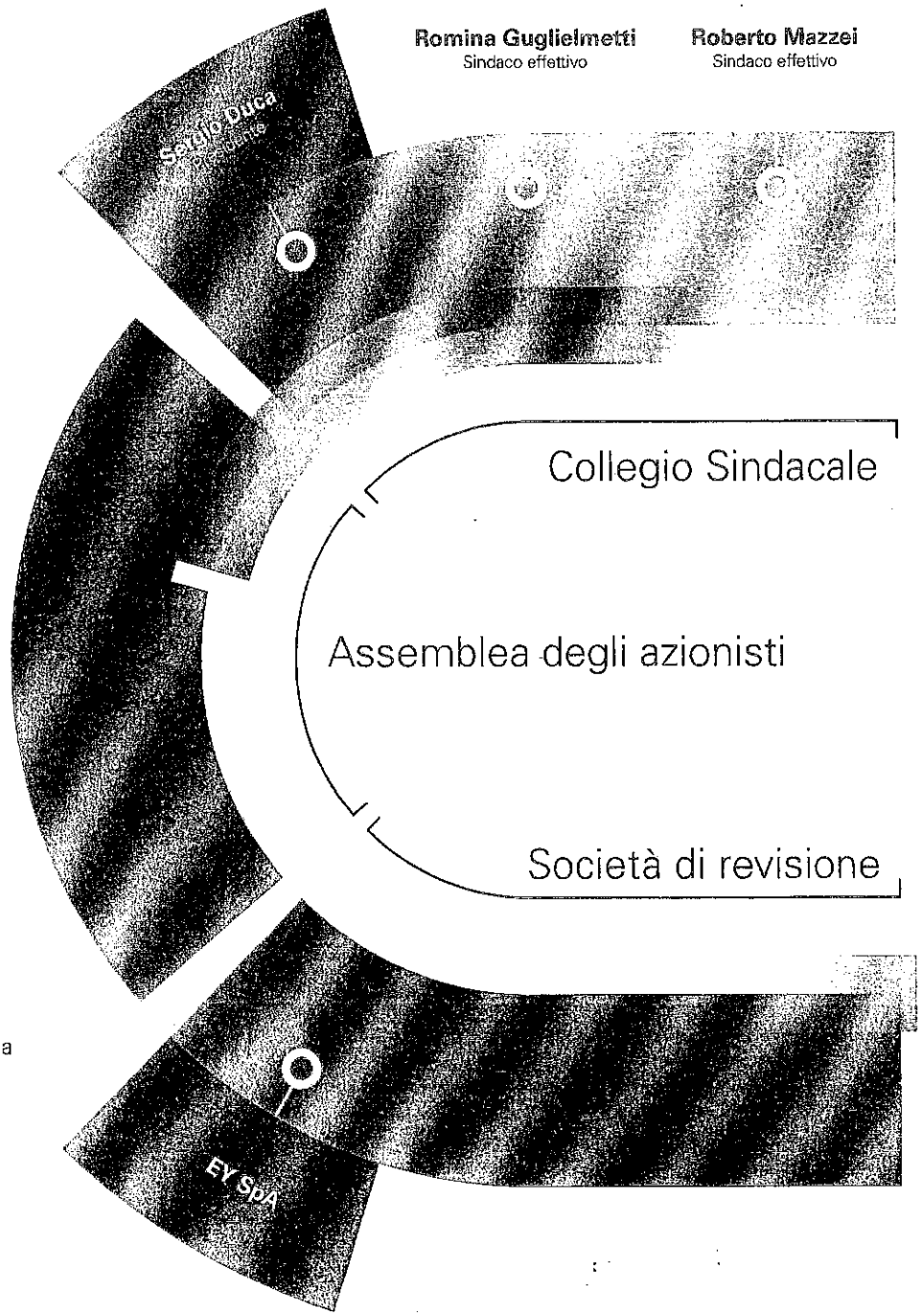
Corporate governance

Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari

Il sistema di corporate governance di Enel SpA è conforme ai princípi contenuti nel Codice di Autodisciplina delle società quotate[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 Socie-



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).

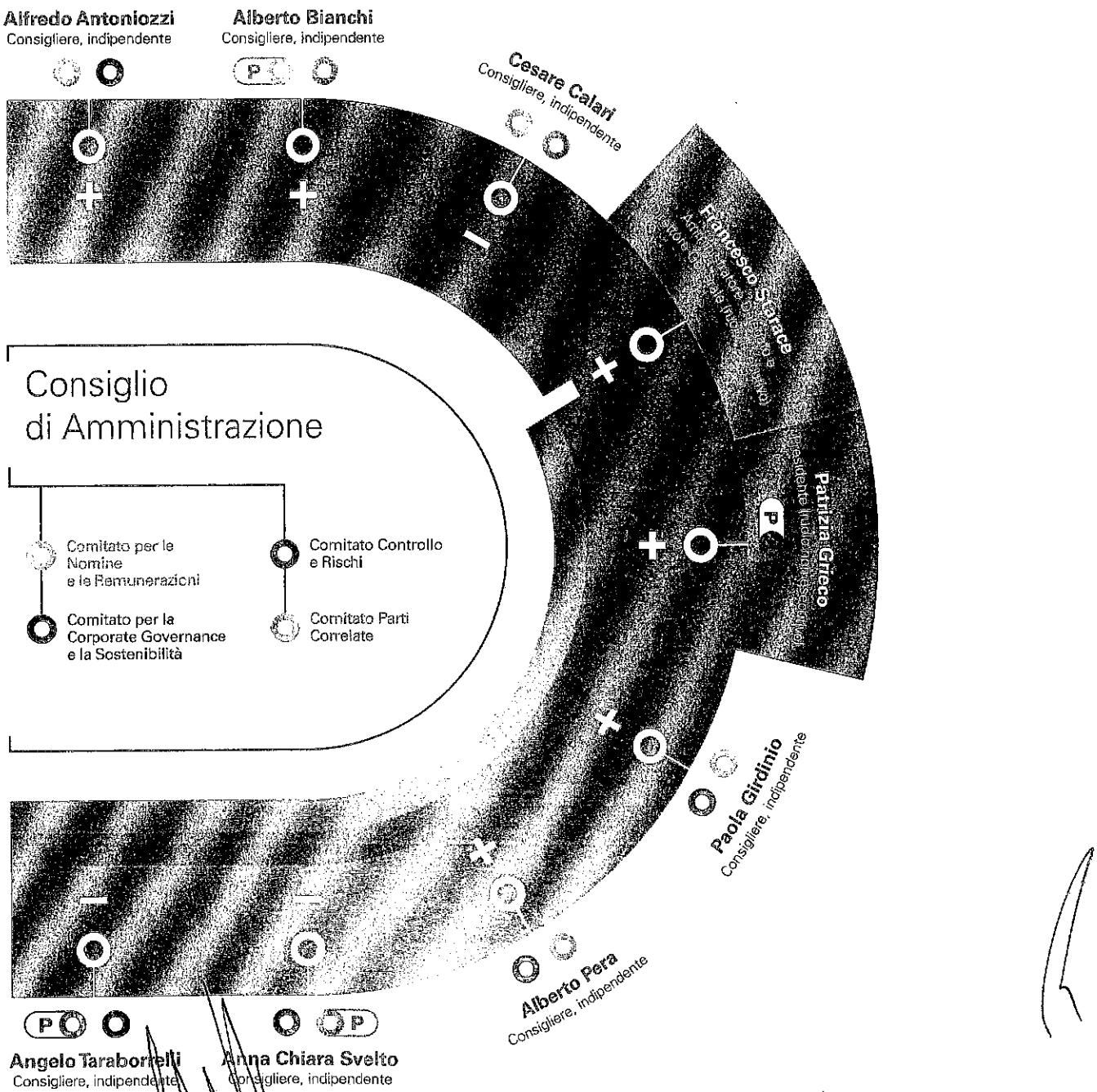
tà si caratterizza per la presenza dei seguenti organi:

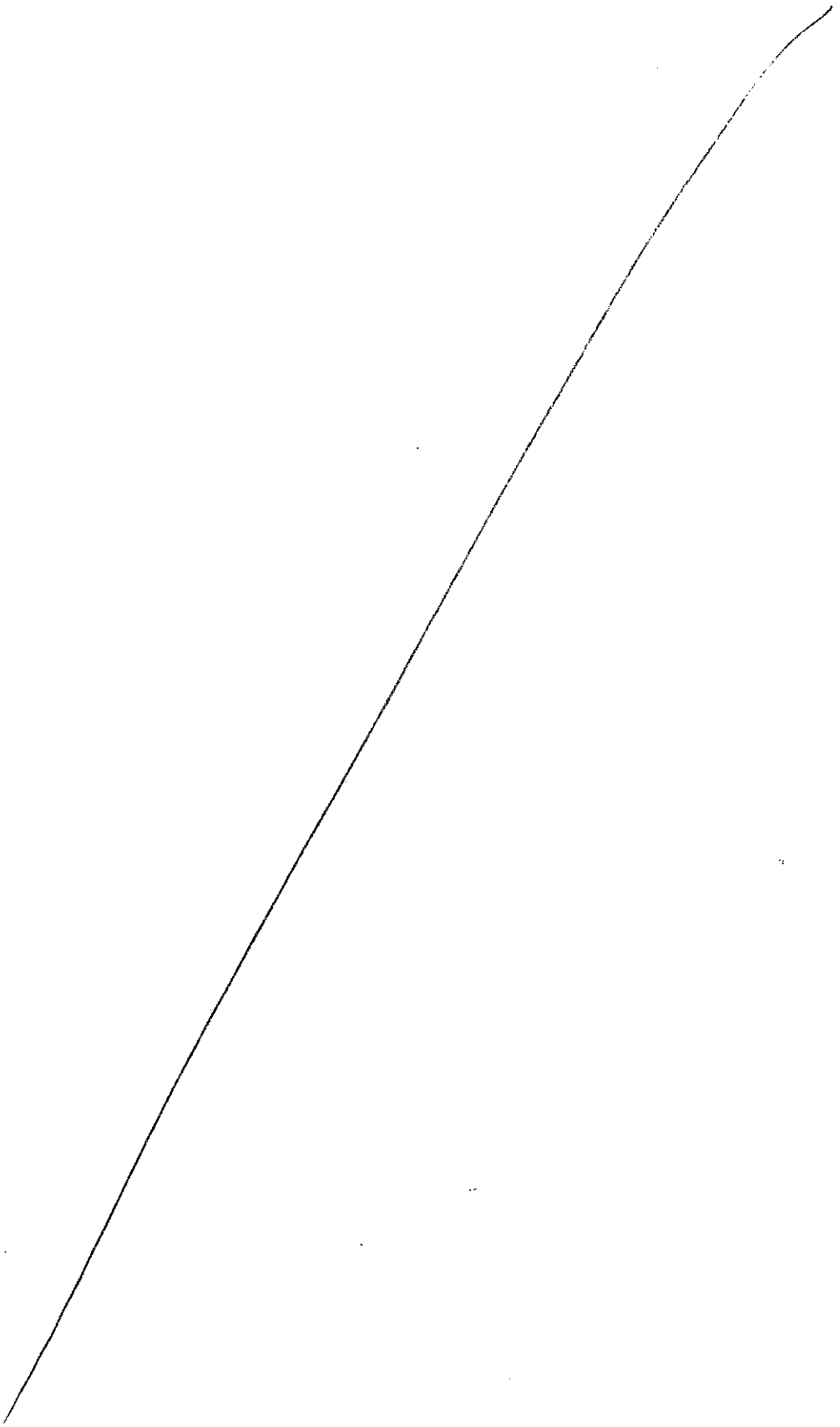
> di un Consiglio di Amministrazione incaricato di provvedere in ordine alla gestione sociale;

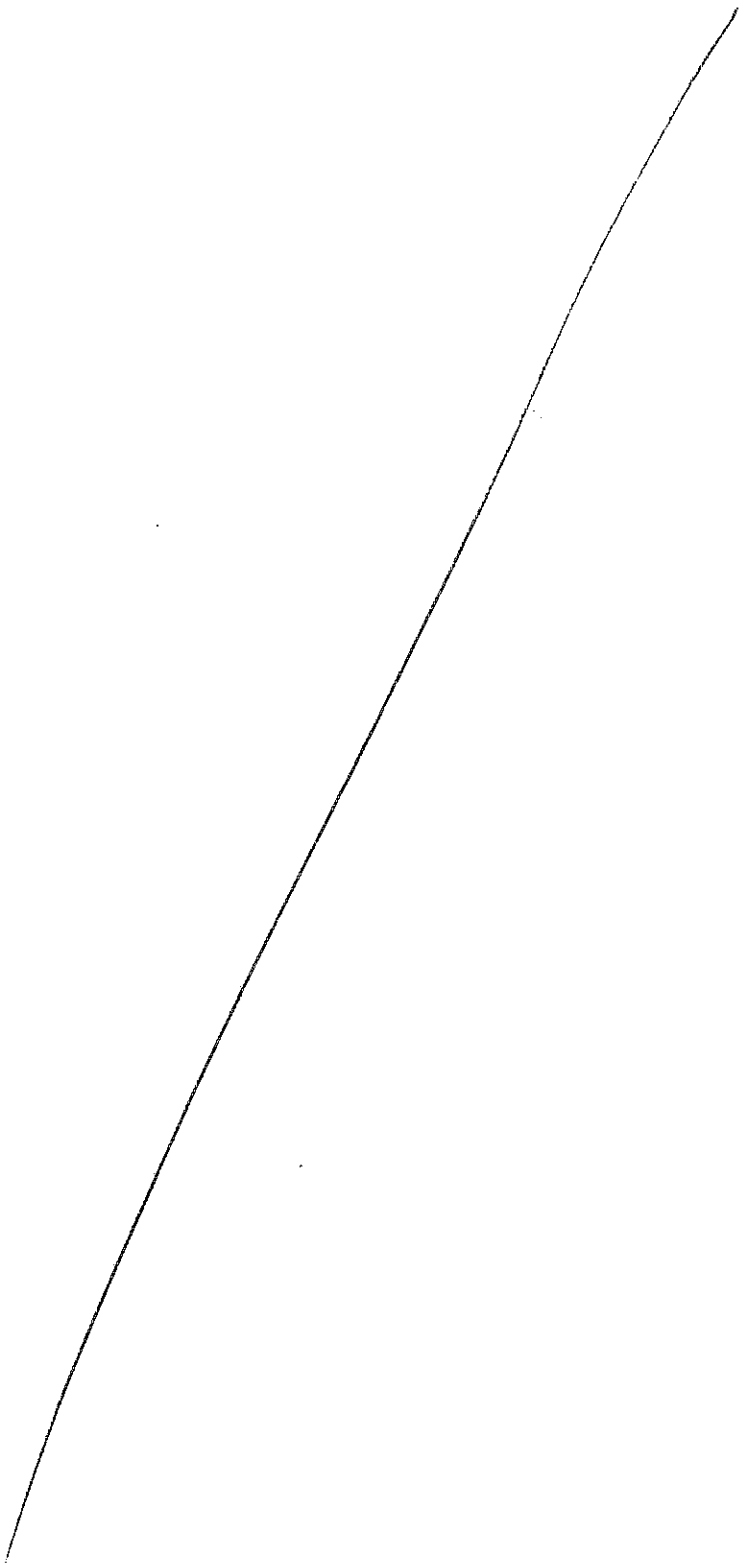
> di un Collegio Sindacale chiamato a vigilare: (i) circa l'osservanza della legge e dello Statuto, nonché sul rispetto dei princípi di corretta amministrazione nello svolgimento delle attività sociali; (ii) sul processo di informativa finanziaria, nonché sull'adeguatezza della struttura organizzativa, 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.







Concept design e realizzazione
You&Web - Gruppo HDRÀ

Revisione testi
postScriptum di Paola Urbani

Stampa
Varigrafica Alto Lazio

Tiratura: 150 copie

Finito di stampare nel mese di maggio 2018

PAGINE INTERNE

Carta
Fedrigoni X-PER P.W.

Grammatura
120 g/m²

Numero di pagine
492

COPERTINA

Carta
Fedrigoni X-PER P.W.

Grammatura
320 g/m²

Questa pubblicazione è stampata su carta 100% certificata FSC®

MISTO
Carta da fonti gestite in maniera responsabile
FSC® C103622

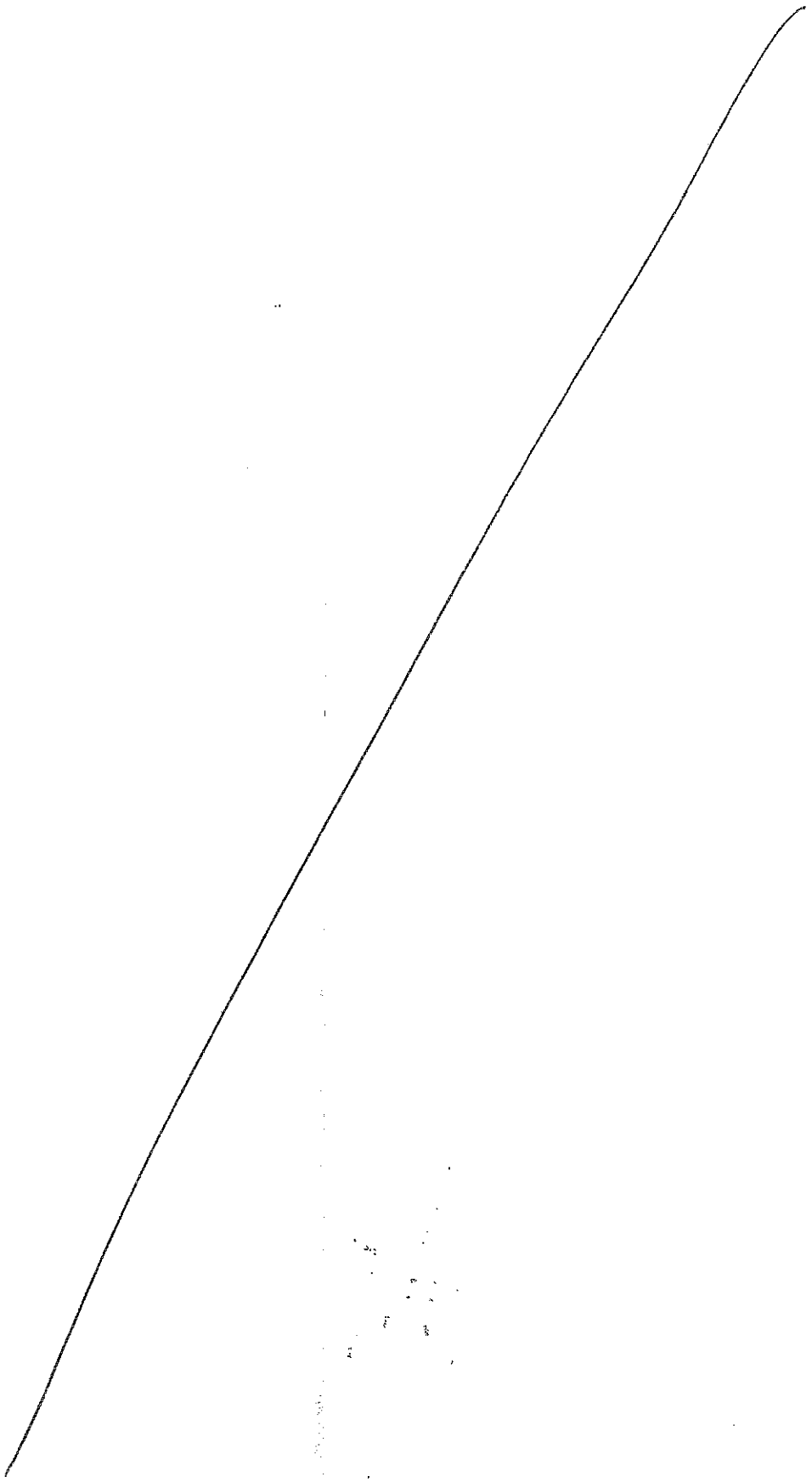
Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Comunicazione Italia

Enel
Società per azioni
Sede legale 00198 Roma
Viale Regina Margherita, 137
Capitale sociale Euro 10.166.679.946 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00811720580
R.E.A. 756032 Partita IVA 00934061003

© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita, 137

1359





enel.com

1361